

## RESUMEN

El presente proyecto tiene como objetivo determinar la viabilidad de la instalación de un sistema de almacenamiento energético, concretamente de una batería, como instrumento para reducir el coste imputado a los productores eólicos por los errores de previsión de potencias generada.

Para lograr este objetivo se ha dividido el proyecto en tres partes, utilizando en cada una de ellas diferentes métodos. En una primera parte se evalúa el estado del sistema eléctrico español y del mercado, así como se realiza un análisis de los métodos de previsión eólica y del error de previsión. El objetivo, de esta primera parte, es fijar los parámetros básicos que permiten comparar los métodos desarrollados en el proyecto con los métodos utilizados en la actualidad.

En la segunda parte del proyecto, se ha utilizado el programa MATLAB para realizar un método de previsión eólica y el paquete MATLAB SIMULINK, para simular el funcionamiento de un parque eólico. De esta parte del proyecto se han obtenido la potencia real y prevista para un período temporal fijado y se ha realizado el estudio del error.

La tercera y última parte del proyecto, consiste en la utilización del programa GAMS donde se ha diseñado y resuelto un problema de optimización para la determinación del tamaño de la batería a instalar. El programa de optimización considera los costes debidos a las penalizaciones por errores de predicción eólica, así como los costes capitales y de operación de la batería a instalar.

El problema de optimización determina un tamaño óptimo de la batería para un parque de potencia instalada de 15 MW, en torno a 2,75 MWh de capacidad energética y 1,43 MW de potencia.

Finalmente, se ha realizado el análisis económico financiero del proyecto, teniendo en cuenta parámetros externos como la variación del precio de la energía y el Índice de Precios de Consumo (IPC). De esta evaluación se ha obtenido que la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) del proyecto será de un 8,4% y que el Valor Actual Neto (VAN), considerando un tipo de interés del 5%, será de 110k€ con una inversión de 1139k€ en diez años.

Tras el estudio económico, se ha evaluado el impacto que tendría la implantación de este proyecto sobre las emisiones de CO<sub>2</sub>. A través de los datos de las centrales reguladoras de desvíos que utilizan combustibles fósiles se ha determinado que la disminución de las emisiones diarias de CO<sub>2</sub> vinculadas a la instalación de la batería sería de entre 2,8 y 6,4 toneladas diarias.

Por último, se concluye que la instalación de una batería en un parque eólico para reducir los costes de los errores de previsión, puede ser una estrategia viable de acuerdo a los supuestos del estudio. No obstante, se indica la necesidad de una evolución tecnológica y una reducción de costes para permitir que este tipo de proyectos tengan una implantación de mayor escala.



## SUMARIO

Resumen.....	1
Sumario .....	3
Sumario de ilustraciones.....	6
1. Glosario .....	8
2. Prefacio .....	9
3. Introducción .....	10
3.1. Objetivos del proyecto .....	10
3.2. Alcance del proyecto.....	10
4. El sistema eléctrico español .....	11
4.1. Estructura general y productiva .....	11
4.1.1. Estructura general .....	11
4.1.2. Estructura productiva.....	12
4.2. Mercado .....	14
5. Energía eólica en el sistema eléctrico español.....	17
6. La previsión eólica .....	20
6.1. Métodos de previsión eólica .....	20
6.1.1. Métodos según la escala .....	21
6.1.2. Métodos según la resolución .....	23
6.1.3. Métodos según el horizonte temporal.....	24
6.2. Listado de métodos.....	25
6.3. Métodos estudiados en profundidad.....	25
6.3.1. SIPREOLICO.....	26
6.3.2. Método de generación agregada de energía eólica.....	28
7. Selección del método del proyecto.....	31
7.1. Selección del grupo de métodos .....	31
7.2. Método de previsión del proyecto.....	31
7.2.1. Salidas del método .....	31
7.2.2. Entradas del método .....	31
7.2.3. Horizonte de previsión .....	32
7.3. Bloques del método .....	32
7.3.1. Bloque de viento del método.....	33
7.3.2. Bloque de potencia del método.....	35
8. Análisis del método y su error.....	41

8.1.	Análisis del error relativo de sipreolico.....	41
8.2.	Análisis del error relativo del método del proyecto .....	42
8.2.1.	Datos salida del método.....	42
8.2.2.	Análisis del error en función del horizonte temporal .....	44
8.3.	Comparación del método del proyecto con sipreolico .....	44
9.	Sistemas de almacenamiento de energía .....	46
9.1.	Almacenamiento de agua bombeada entre embalses .....	46
9.2.	Almacenamiento de aire comprimido.....	46
9.3.	Almacenamiento basado en el hidrógeno .....	47
9.4.	Almacenamiento por volantes de inercia .....	48
9.5.	Almacenamiento por condensadores .....	49
9.6.	Almacenamiento por superconductores.....	49
9.7.	Almacenamiento por baterías.....	50
9.7.1.	Baterías de plomo y ácido .....	50
9.7.2.	Baterías de níquel y cadmio .....	51
9.7.3.	Baterías de sodio y azufre (NaS).....	52
9.7.4.	Baterías de ion litio.....	53
9.7.5.	Baterías de flujo basadas en el vanadio .....	54
9.7.6.	Baterías de flujo basadas en el zinc y el bromo .....	55
9.8.	Futuro de los métodos de almacenamiento .....	56
9.8.1.	Baterías de plomo-ácido .....	56
9.8.2.	Baterías de níquel-cadmio.....	56
9.8.3.	Baterías de sodio .....	56
9.8.4.	Baterías de ion litio.....	57
9.8.5.	Baterías de flujo .....	57
9.9.	Selección del método de almacenamiento energético.....	57
10.	Determinación del dimensionado de la batería.....	58
10.1.	Datos de entrada en la optimización .....	58
10.1.1.	Datos determinados por el sistema eléctrico .....	58
10.1.2.	Datos obtenidos de la simulación del parque eólico .....	58
10.1.3.	Datos de la batería .....	59
10.2.	Variables.....	59
10.3.	Función objetivo.....	59
10.4.	Restricciones .....	60
10.5.	Resultados de la optimización.....	61

10.5.1.	Resultados de la evaluación económica sin batería.....	61
10.5.2.	Evaluación económica incluyendo un sistema de baterías en el parque eólico .	61
10.5.3.	Comparación de las evaluaciones económicas para el parque eólico con y sin sistema de baterías .....	62
11.	Análisis económico del proyecto.....	64
11.1.	Valor actual neto y tasa interna de rentabilidad.....	64
11.2.	El proyecto en el mercado español.....	65
11.2.1.	Desestacionalización de los datos de la optimización .....	65
11.2.2.	Análisis del VAN y la TIR con los datos desestacionalizados .....	66
11.2.3.	Introducción del IPC en el análisis económico del proyecto.....	68
12.	Análisis medioambiental del proyecto.....	70
12.1.	Estado actual de la gestión de desvíos y del sistema eléctrico español .....	70
12.2.	Impacto de la inclusión de almacenamiento energético en el parque eólico .....	71
12.3.	Disminución del CO <sub>2</sub> por el ahorro en la gestión de desvíos .....	72
12.3.1.	Emisiones de CO <sub>2</sub> en centrales de carbón.....	72
12.3.2.	Emisiones de CO <sub>2</sub> en las centrales de ciclo combinado .....	73
12.3.3.	Análisis de la disminución de CO <sub>2</sub> ocasionada por el proyecto.....	75
12.4.	Extrapolación del ahorro de CO <sub>2</sub> a nivel nacional.....	75
	Conclusiones .....	77
	Agradecimientos .....	78
	Referencias.....	79

## SUMARIO DE ILUSTRACIONES

Figura 1: Estructura de generación del sistema eléctrico español (10-03-2014) (REE) .....	12
Figura 2: Balance de energía eléctrica del sistema peninsular (REE) [4] .....	13
Figura 3: Estructuras de potencia instalada en enero 2014 (REE) [4].....	13
Figura 4: Estructuras de generación neta en enero de 2014 (REE) [4] .....	13
Figura 5: Estructura temporal de los procesos del mercado eléctrico español (OMIE) [5] .....	15
Figura 6: Estructura temporal del mercado intradiario (OMIE) [5].....	16
Figura 7: Crecimiento de la potencia eólica instalada en el mundo [11].....	17
Figura 8: Evolución de la potencia eólica instalada en España [11].....	17
Figura 9: Demanda energética diaria del sistema eléctrico español (REE) [42] .....	19
Figura 10: Clasificación de los métodos de previsión .....	21
Figura 11: Potencia de la turbina en función de la velocidad del viento [10].....	23
Figura 12: Caja negra de los parámetros de SIPREOLICO.....	26
Figura 13: Error de previsión de SIPREOLICO en función del horizonte en horas (REE) [43].....	28
Figura 14: Parámetros del método de generación agregada de energía eólica .....	29
Figura 15: Mejora del error del método agregado en frente de SIPREOLICO [11] .....	30
Figura 16: Entradas y salidas básicas de los bloques del método del proyecto .....	33
Figura 17: Gráfico de las etapas del bloque de viento.....	34
Figura 18: Potencia generada en función de la velocidad del viento [27] .....	36
Figura 19: Esquema general del bloque de potencia SIMULINK.....	39
Figura 20: Esquema del bloque 2 Mass GB en SIMULINK .....	39
Figura 21: Esquema del bloque control de pitch en SIMULINK .....	40
Figura 22: Esquema del bloque controlador en SIMULINK .....	40
Figura 23: Gráfico del error en función del horizonte temporal para SIPREOLICO [29] .....	41
Figura 24: Error de SIPREOLICO en función del horizonte temporal (12-36 horas).....	42
Figura 25: Datos de la simulación de una semana con horizonte 24h.....	43
Figura 26: Datos de la simulación de una semana con horizonte 6h.....	43
Figura 27: Datos de la simulación de una semana con horizonte 2h.....	43
Figura 28: Error de previsión en función del horizonte .....	44
Figura 29: Comparativa de SIPREOLICO con el método del proyecto.....	45
Figura 30: Sistema de almacenamiento y bombeo de agua [30].....	46
Figura 31: Esquema central de almacenamiento basado en aire comprimido [31] .....	47
Figura 32: Esquema central de almacenamiento basado en el hidrógeno [31] .....	48
Figura 33: Esquema del sistema de almacenamiento por volante de inercia [31] .....	48
Figura 34: Esquema del sistema de almacenamiento por condensadores [31] .....	49
Figura 35: Esquema del sistema de almacenamiento por superconductor [34] .....	50
Figura 36: Esquema de una batería de plomo ácido [37] .....	51
Figura 37: Esquema de la reacción de una batería de níquel-cadmio .....	52
Figura 38: Esquema de una batería de sodio y azufre .....	53
Figura 39: Esquema del funcionamiento de una batería de ion litio [38].....	54
Figura 40: Esquema del funcionamiento de una batería de flujo basada en el vanadio [39].....	55
Figura 41: Esquema del funcionamiento de una batería de flujo basada en el Zn y el Br [40]...	56
Figura 42: Gráfico de los datos históricos de los precios del mercado eléctrico español .....	66
Figura 43: Gráfico del índice de precios base 2011 dato del INE [45] .....	68
Figura 44: Gráficos de la cobertura de demanda y potencia instalada [8] .....	70

Figura 45: Gráficos del desglose por tecnologías de la gestión de desvíos REE [46] .....	71
Figura 46: Tabla de la composición del gas natural [49] .....	73

## 1. GLOSARIO

REE: Red Eléctrica de España

OMIE: Operador Mercado Ibérico Eléctrico

MATLAB: Mathematics Laboratory

TIR: Tasa Interna de Rentabilidad

VAN: Valor Actual Neto

IPC: Índice de Precios de Consumo

UC3M: Universidad Carlos 3ª de Madrid

SIMULINK: Simulación de sistemas dinámicos

GAMS: Programa de optimización por ordenador



## 2. PREFACIO

Este proyecto nace debido a que la energía eólica, depende de la variabilidad del viento. El poco control, de los parques eólicos, sobre la energía generada, incentiva el desarrollo de métodos fiables de predicción eólica para favorecer su integración en la red. Debido a que los métodos de predicción no están exentos de error, se producen errores entre la energía generada y la prevista. Errores que se trasladan directamente en costes para el operador del parque eólico, pero también para el sistema eléctrico en general, ya que ha de mantener y activar continuamente plantas de regulación para asegurar el balance entre generación y demanda.

La motivación principal de este proyecto es verificar el potencial de los sistemas de almacenamiento de energía como solución al problema descrito en el párrafo anterior. Para, de este modo, compensar los errores de predicción eólica en el punto de conexión de los parques eólicos con la red, evitando penalizaciones y la activación de otras plantas de regulación.

Las solicitudes previas para poder desarrollar el proyecto son: conocer el funcionamiento del sistema y el mercado eléctrico español, así como el comportamiento de la energía eólica en su integración al sistema eléctrico. Se pretende, de esta forma, comprender los problemas que se generan de esta integración y determinar el potencial y la necesidad real de la realización de este proyecto.

### 3. INTRODUCCIÓN

#### 3.1. OBJETIVOS DEL PROYECTO

En primer lugar determinar si la implantación de baterías en parques eólicos puede ayudar a reducir las penalizaciones que generan los errores de previsión, como coste en los productores y como problemática en la gestión del sistema para el operador del sistema eléctrico.

Por otro lado, se quieren estudiar los métodos de previsión actuales para poder cuantificar la problemática actual de los errores de previsión. Con estos resultados determinar el tamaño óptimo de una batería para un parque eólico y realizar la evaluación financiera de esta instalación. Por último, se quiere determinar el impacto medio ambiental que se deriva de la implantación de este proyecto.

#### 3.2. ALCANCE DEL PROYECTO

El alcance del proyecto es el estudio de la viabilidad de la instalación de un sistema de baterías en un parque eólico de 10 turbinas de 1,5 MW de potencia instalada cada una de ellas. Se utilizan métodos de resolución estadísticos que permitan la extrapolación de los resultados a parques eólicos más grandes con un perfil de energía producida similar al utilizado en el proyecto.

Los datos económicos utilizados en el proyecto están fijados por el sistema eléctrico español, con lo que la implantación de este proyecto perdería su validez, fuera del territorio gestionado por estas regulaciones, España y Portugal.

Por último, se debe tener en cuenta que los datos utilizados son datos del año 2013 y las normativas vigentes en el período del desarrollo del proyecto, por lo que futuros cambios en la normativa y en el sistema regulatorio podrían ocasionar, cambios en la viabilidad del proyecto.

## 4. EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

El presente proyecto se engloba en el marco del sistema eléctrico español. Su estructura, características y reglamentaciones, constituyen la referencia para la validación de los resultados del proyecto. Es por ello que se empezará, en primer lugar, por la descripción del sistema eléctrico español.

### 4.1. ESTRUCTURA GENERAL Y PRODUCTIVA

Este primer apartado de introducción al sistema eléctrico español permite ver, cuáles son los agentes del sistema, cómo están relacionados entre sí estos agentes, las tecnologías utilizadas en la producción y la clasificación de éstas por tamaño, es decir por energía generada.

#### 4.1.1. ESTRUCTURA GENERAL

Según el Ministerio de Industria el sistema eléctrico español presenta la siguiente estructura [\[1, 2\]](#):

- Productores: Las compañías encargadas de generar la energía eléctrica, se diferencian en dos grupos:
  - Productores de régimen ordinario: Se consideran de régimen ordinario todas esas energías que provienen de métodos tradicionales, centrales de carbón, fuel óleo, gas natural, ciclos combinados y nucleares.
  - Productores de energías renovables, cogeneración y residuos: Se incluye dentro de este subgrupo todos los productores que utilicen métodos de generación considerados como no tradicionales, este grupo de productores está subdividido, a su vez, en tres subgrupos:
    - Los productores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad a partir de energías residuales. Este subgrupo está dividido en dos grupos: instalaciones que incluyen una central de cogeneración que utilice combustibles fósiles como el gas natural y derivados del petróleo y el carbón; las instalaciones que incluyan una central que utilice energías residuales de procesos industriales no relacionados con la producción de energía eléctrica.
    - Instalaciones que utilicen como energía primaria fuentes renovables no fósiles: eólica, solar, geotérmica, hidro-térmica, aero-térmica, la mareomotriz, la océano-térmica, la energía de corrientes marinas, hidroeléctrica y biomasa.
    - Instalaciones que utilicen como energía primaria residuos que por su valorización energética no están contemplados en el punto anterior.
- Transporte: La función de las compañías de transporte consiste en hacer llegar la energía desde los productores, a los centros de consumo y de realizar los intercambios internacionales. La red de transporte es la conocida como la de muy alta tensión (380kV). En España existe un único operador de transporte, la empresa Red Eléctrica de España (REE).
- Operador del sistema: Es el encargado de realizar la casación entre oferta y demanda y garantizar el suministro. El operador del sistema, en el caso del sistema eléctrico español, también es único (REE).

- **Distribución:** Las compañías distribuidoras se encargan de captar la energía de la red de transporte y llevarla hasta el consumidor final. Entre sus funciones está la de construir, mantener y operar las instalaciones que van desde la red de transporte hasta el consumidor. En el Ministerio de Industria están registradas un total de 340 compañías distribuidoras entre las cuales se encuentran empresas como Endesa, Unión Fenosa, Iberdrola, etc.
- **Comercialización:** El sector de comercialización, está compuesto por todas las compañías que tienen como función la venta de energía eléctrica a los consumidores.
- **Consumidores:** Este último grupo lo forman todos los agentes que consumen la energía eléctrica, ya sean particulares o empresas. Un caso particular lo constituye el subgrupo de consumidores directos, el cual está integrado por los consumidores que no dependen de ninguna empresa comercializadora ni de distribución, si no que participan directamente en el mercado. Para poder formar parte de este subgrupo es necesario cumplir una serie de requisitos [3].

Conviene señalar aquí que, aunque legalmente los sectores comercial y de distribución están separados, en la práctica la mayoría de compañías dedicadas a la distribución se encargan de la comercialización, por lo que estos dos sectores podrían ser agrupados en uno de solo.

#### 4.1.2. ESTRUCTURA PRODUCTIVA

Como se ha visto, el mercado está estructurado en productores, transportista-operador, distribuidores y consumidores. Para este proyecto, sólo se estudiará el sistema productor-operador. Como se ha comentado anteriormente, la empresa Red Eléctrica de España es el único ente operador del país. En el Mercado, se realizan subastas diariamente de energía y es el Operador el encargado de casar la energía producida con la distribuida. Además, aparte del mercado diario e intradiario, el sistema utiliza unos mercados auxiliares para, en caso de no cumplirse las cuotas prometidas en los mercados diario e intradiario, tener sistemas para garantizar la demanda. A continuación se muestra una gráfica con la energía producida durante un día por los diferentes sistemas de generación.

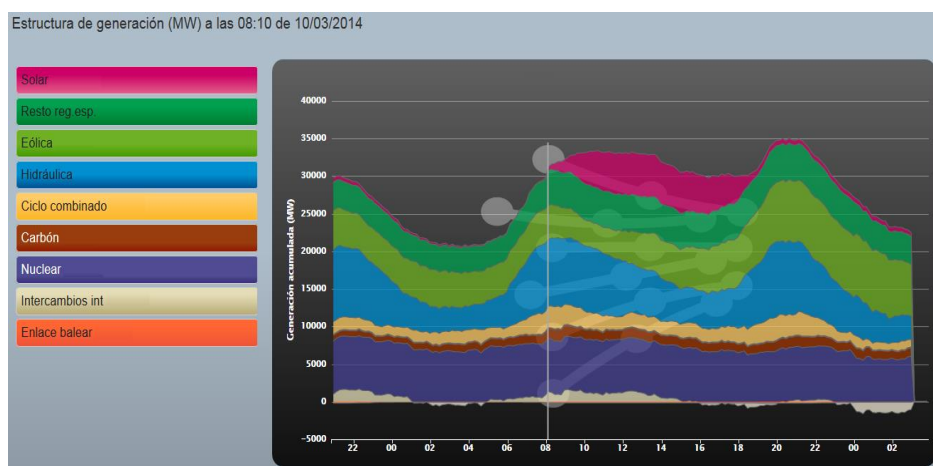


Figura 1: Estructura de generación del sistema eléctrico español (10-03-2014) (REE)

Del gráfico se pueden extraer las características principales del sistema español, aunque para tener una medida más exacta nos podemos dirigir a los datos del primer boletín mensual del año 2014 de REE [\[4\]](#).

	Potencia MW	Enero 2014		Acumulado anual		Año móvil <sup>(2)</sup>	
		GWh	% 14/13	GWh	% 14/13	GWh	% 14/13
Hidráulica	17.765	3.961	43,9	3.961	43,9	35.179	71,0
Nuclear	7.866	4.738	-1,4	4.738	-1,4	56.762	-6,7
Carbón	11.131	2.192	-28,7	2.192	-28,7	38.926	-25,5
Fuel + gas	520	0	-	0	-	0	-
Ciclo combinado <sup>(3)</sup>	25.353	1.534	-42,8	1.534	-42,8	23.925	-35,2
Consumos generación <sup>(4)</sup>		-447	-13,4	-447	-13,4	-6.268	-18,3
Resto hidráulica <sup>(5)</sup>	2.086	750	12,3	750	12,3	7.179	44,3
Eólica	22.747	6.626	5,3	6.626	5,3	54.668	7,7
Solar fotovoltaica	4.435	402	-4,0	402	-4,0	7.883	1,5
Solar térmica	2.300	85	-24,9	85	-24,9	4.413	28,3
Térmica renovable	981	407	-6,7	407	-6,7	5.030	5,0
Cogeneración y resto	7.123	2.716	-9,5	2.716	-9,5	31.707	-5,6
<b>Generación neta</b>		<b>22.963</b>	<b>-3,2</b>	<b>22.963</b>	<b>-3,2</b>	<b>259.404</b>	<b>-3,3</b>
Consumo en bombeo		-910	30,5	-910	30,5	-6.171	17,1
Enlace Península-Baleares <sup>(6)</sup>		-99	-9,3	-99	-9,3	-1.258	86,0
Saldo intercambios internacionales <sup>(7)</sup>		30	-108,2	30	-108,2	-6.338	-42,6
<b>Demanda transporte (b.c.)</b>	<b>102.307</b>	<b>21.984</b>	<b>-2,5</b>	<b>21.984</b>	<b>-2,5</b>	<b>245.637</b>	<b>-2,3</b>

(1) Asignación de unidades de producción según combustible especial.

(2) Año móvil: valor acumulado en los últimos 365 días o 366 días en años bisiestos.

(3) Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

(4) Consumos en generación correspondientes a la producción hidráulica, nuclear, carbón, fuel + gas y ciclo combinado.

(5) Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGIH).

(6) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema. Enlace funcionando al mínimo técnico de seguridad hasta el 13/08/2012.

(7) Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

Figura 2: Balance de energía eléctrica del sistema peninsular (REE) [\[4\]](#)

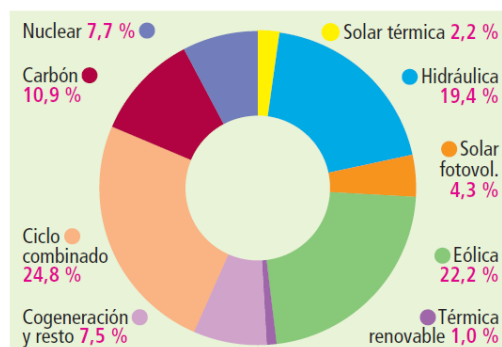
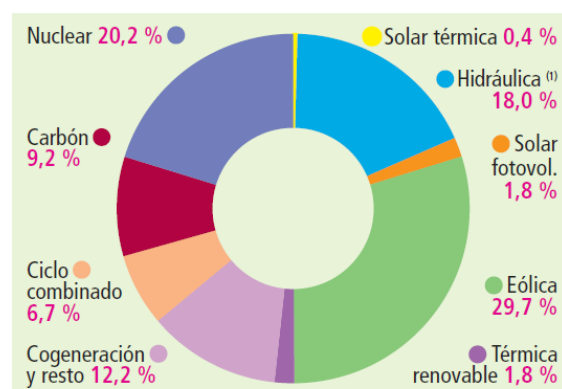


Figura 3: Estructuras de potencia instalada en enero 2014 (REE) [\[4\]](#)



(1) No incluye la generación bombeo.

Figura 4: Estructuras de generación neta en enero de 2014 (REE) [\[4\]](#)

De las Figuras 2, 3 y 4 se puede deducir que el sistema eléctrico español está sustentado por cuatro pilares, que por sus características nos definen el sistema.

El primer pilar es la energía nuclear, ésta actúa como base por sus características. Las centrales nucleares generan un flujo de energía muy constante, que a su vez, es fácil de calcular y de prever. Por otro lado, este tipo de energía tiene una muy baja facilidad para cambiar de capacidad. Tanto la puesta en marcha como el paro de la central son lentos. Es por todo ello que las centrales nucleares se utilizan como base. Siempre venderán su energía en el mercado diario, por su facilidad de previsión y el elevado cumplimiento de esta.

En segundo lugar se encuentra la energía hidroeléctrica. La energía hidroeléctrica tiene como características una elevada potencia instalada y una elevada capacidad de disponer rápidamente esta potencia a la red cuando se requiere. Por esa facilidad de regulación y rapidez de respuesta, se utiliza para compensar desvíos horarios entre generación y demanda. Como contrapartida está que para poder disponer de la energía hidroeléctrica como base, se depende de la cantidad de lluvia que se produzca, utilizándose solo como sistema para compensar desvíos en años de sequía. No obstante, la mayoría del tiempo se puede utilizar tanto como generación como por regulación. Por todo esto la energía hidroeléctrica tiene una importancia capital en el sistema eléctrico español.

En tercer lugar se tiene toda la energía proveniente de combustibles: carbón, ciclo combinado y cogeneración. La característica principal de este tipo de fuente es que, como la hidroeléctrica, se tiene una potencia instalada muy elevada y se puede disponer de ella con gran rapidez. Como contrapartida, la producción de este tipo de energía hace al sistema español dependiente del combustible suministrado por otros países y, por tanto, los costes de generación van en función del precio del combustible. También es preciso considerar la elevada producción de CO<sub>2</sub> que se realiza al utilizar cualquiera de este tipo de centrales.

Por último se tiene el pilar de las renovables. Dentro de este pilar se encuentran dos fuentes principales, la eólica y la solar, de las cuales, la primera tal como se muestra en la Figura 2 es actualmente la principal fuente de energía eléctrica en España. Las principales características de este tipo de energía son: que es una fuente limpia, no produce contaminación y que es una energía económica, con bajos costes operativos. No obstante, la energía eólica, así como las energías renovables en general, generan una serie de problemas, que se tratarán más adelante, los cuales sumados a las características del sistema español hacen que su penetración en el sistema esté limitada.

## 4.2. MERCADO

Una vez vista la estructura del sistema eléctrico español, para poder entender el problema al que se intenta dar solución en este proyecto, es necesario comprender el funcionamiento del mercado español de la energía.

Al mercado pueden acudir como agentes los productores, los comercializadores, los consumidores directos y consumidores o empresas de países externos que estén habilitados como comercializadores. En el mercado ibérico hay cuatro procesos diferentes del mercado: el mercado diario, solución de las restricciones técnicas, el mercado intradiario y los servicios complementarios y procedimiento de gestión de desvíos. A continuación se muestra un gráfico con la distribución temporal de estos cuatro procesos.

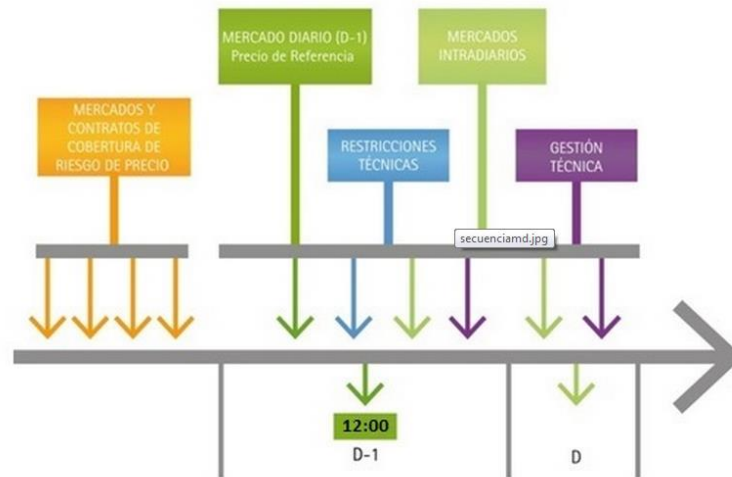


Figura 5: Estructura temporal de los procesos del mercado eléctrico español (OMIE) [5]

### Mercado diario

El mercado diario es donde se determinan las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente. Todos los productores que no se puedan acoger al régimen especial de productores (productores de menos de 50 MW de potencia instalada), deben registrarse por las reglas del mercado de producción y están obligados a ofertar todas sus unidades de energía en el mercado diario.

En este mercado se efectúa una casación de toda la energía ofertada para el día siguiente con la energía demandada por los comercializadores. Las ofertas y peticiones de energía están divididas en 24 períodos, a su vez estas ofertas y demandas se dividen en 25 tramos económicos, creciendo en precio la oferta y disminuyendo la demanda. Cuando se efectúa la casación, en caso de ser simple, el precio del periodo será el del último tramo que se haya necesitado en la oferta.

### Solución a las restricciones técnicas

Una vez efectuada la casación entre oferta y demanda, el operador del sistema evalúa si esta casación respeta la fiabilidad y la capacidad del sistema. La casación del mercado diario se efectúa teniendo en cuenta solamente parámetros económicos y no tiene en cuenta factores técnicos como posibles sobrecargas, averías, mantenimiento y si la red de transporte es capaz de soportar estos intercambios. Esta evaluación se realiza a través de simulaciones y en caso de dar un resultado negativo, se procede a modificar todas las operaciones de compra-venta que sean necesarias hasta que la simulación indica como viable la casación del mercado.

### El mercado intradiario

El funcionamiento del mercado intradiario es parecido al del mercado diario, pero su realización es posterior. Una vez realizado el mercado diario, los productores que hayan participado en él, podrán ofertar energía en el mercado intradiario. En este mercado se realizan 6 sesiones de compra-venta relativas al mismo día al que se ha hecho el mercado diario. Estas sesiones se realizarán separadas en el tiempo hasta las 12 pm del día que se aplica el resultado del mercado, esta última sesión solo tendrá efecto sobre las 9 últimas horas del día. Este segundo gran mercado tiene como función solucionar las desviaciones de previsión

que se hayan podido realizar. A diferencia del mercado diario, en este mercado intradiario, la oferta está dividida sólo en 5 tramos.

Es preciso señalar que aunque el mercado intradiario es muy importante para la regulación del sistema, las grandes sumas de energía se asignan en el mercado diario. En el año 2014 la energía intercambiada en el mercado intradiario representó el 16,7% de la del mercado diario [5]. A continuación se muestra una imagen con las diferentes subastas del mercado intradiario y sus horizontes temporales respectivos:

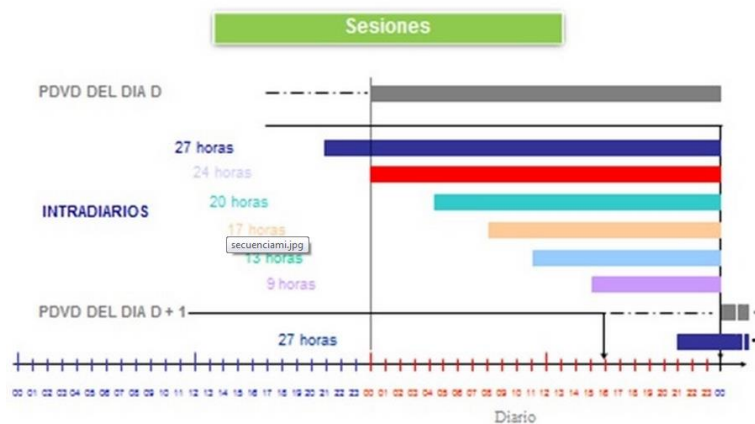


Figura 6: Estructura temporal del mercado intradiario (OMIE) [5]

### Servicios complementarios y procedimiento de gestión de desvíos

Una vez determinado el mercado diario y después de cada sesión del mercado intradiario, el operador de la red debe asegurar que el suministro se producirá en condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad. Para conseguirlo gestiona la red en tiempo real utilizando los sistemas complementarios. Estos sistemas deben estar disponibles para cuando el operador necesite de su función. Estos servicios pueden ser tanto de entrega como de consumo de energía eléctrica.



## 5. ENERGÍA EÓLICA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

El sistema energético ha sufrido muchos cambios en los últimos años, las energías renovables han aumentado su presencia en el mercado español. Según los informes anuales realizados por REE [6, 7, 8], el año 2001 la parte de demanda cubierta por fuentes renovables ascendía a un total de 52500 GWh que representaba un 24,5%, mientras que en el año 2014 la cobertura de demanda procedente de fuentes renovable supera los 100000 GWh que representa un 42,4% incluyendo la energía hidroeléctrica. Este cambio de tendencia hacia las energías renovables comporta una serie de problemas intrínsecos de estos tipos de energía. A continuación, se muestra un gráfico con el crecimiento que ha experimentado la energía eólica en el mundo en términos de potencia instalada.

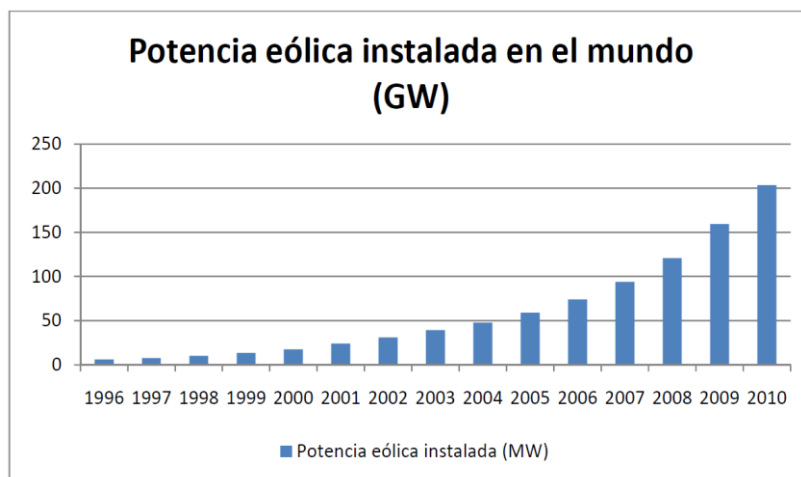


Figura 7: Crecimiento de la potencia eólica instalada en el mundo [11]

La energía eólica como se ha visto en el apartado 4.1.2, ha pasado a ser la principal fuente de energía eléctrica de España, con casi un 30% de la energía generada. A continuación se muestra un gráfico con el crecimiento de la potencia eólica instalada.

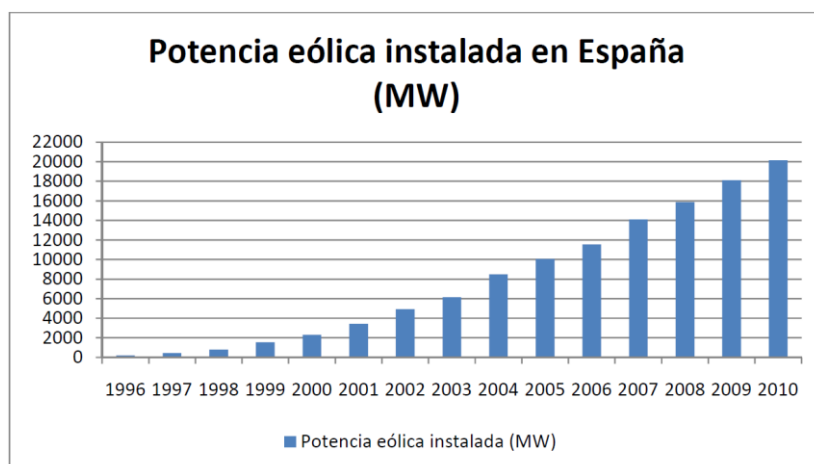


Figura 8: Evolución de la potencia eólica instalada en España [11]

Los parques eólicos obtienen la energía eléctrica de la energía cinética del viento, por lo tanto, la cantidad de energía generada depende de la velocidad del viento. Es precisamente la naturaleza variable de la dinámica del viento, la que genera la mayor parte de los problemas

de integración al sistema eléctrico de este tipo de energía. A continuación, se explicarán los inconvenientes principales relacionados con la variabilidad de la generación eólica.

### **Alteración de la constancia de la frecuencia de la red**

Los cambios producidos en los últimos años, el encarecimiento de los combustibles fósiles, el gran problema con las emisiones de CO<sub>2</sub>, han hecho que los países desarrollados hayan apostado por las energías renovables. La intención de los gobiernos sería maximizar la penetración de estas energías, como la eólica en la red. Pero otro de los principales problemas de las energías renovables es su poca adaptabilidad a las condiciones cambiantes de la demanda. Si bien es cierto que los combustibles fósiles son caros y muy contaminantes, el principal atractivo que tienen es que en cualquier momento y en pocos segundos, el regulador de la red dispone de una gran cantidad de energía, mientras que en las energías tanto eólica como solar, siempre la generación va a tener un fuerte componente aleatorio.

Esta aleatoriedad genera el primer problema que está relacionado con la frecuencia de sincronismo de la red. La energía eléctrica inyectada a la red debe tener una frecuencia de 50Hz, esta frecuencia depende directamente de la generación y de la carga.

Con este principio, para entender la problemática es importante entender el sistema eléctrico como un sistema carga-generador. Por un lado se tiene la demanda de todos los consumidores, con todas las máquinas preparadas para trabajar a 50Hz, por otro lado se tienen todas las centrales de generación. Para empezar se sitúa el sistema en el punto de equilibrio productores y consumidores equilibrados y a 50Hz, a continuación tenemos dos escenarios posibles, o se desvía la producción o se desvía la demanda. Se estudia el primer escenario, un productor cambia su producción, por lo que la carga pasará a tener un valor diferente que la generación, si la demanda es inferior, todos los generadores tendrán un exceso de energía que se transformará en energía cinética de su alternador, aumentando así la frecuencia de la red. Por el contrario, si la demanda es superior los generadores perderán velocidad al intentar mover más carga de la que pueden mover.

De la explicación anterior se deduce que la variabilidad en la producción eólica ocasiona aceleraciones y frenadas del sistema eléctrico alterando la constancia de la frecuencia eléctrica.

### **Problemas de previsión (Forecasting)**

Como se ha visto en apartados anteriores, el sistema eléctrico se basa en previsiones que nunca son certeras al cien por cien. Por este motivo existen los mecanismos auxiliares que ayudan a asegurar el balance continuo entre potencia generada y consumida. A continuación se muestra una imagen sobre la demanda diaria, en ella se pueden apreciar las diferencias entre la potencia real, prevista y programada.

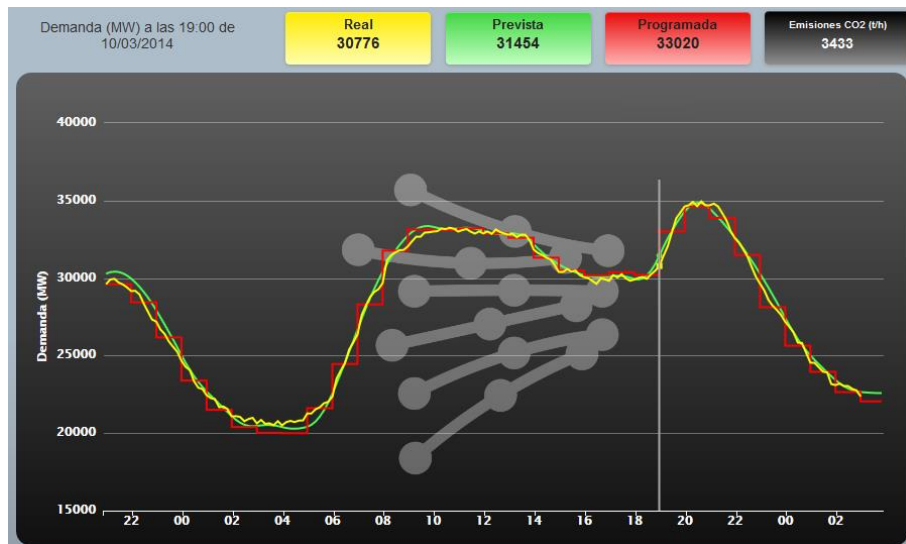


Figura 9: Demanda energética diaria del sistema eléctrico español (REE) [42]

Como se puede apreciar hay diferencias entre previsiones y realidad. Estos errores de predicción también aparecen en las curvas de generación eólica objeto de estudio de este proyecto.

## 6. LA PREVISIÓN EÓLICA

En el apartado 4.2 se ha explicado el funcionamiento del mercado español, se ha visto que los productores deben vender su energía en el mercado diario y, si una vez cerrado el mercado diario tuvieran energía restante, entrarían en el intradiario. El mercado diario abre la subasta para las ofertas de todo un día, dividido por horas, el día anterior a las 12 del mediodía. A esa hora los productores deberán darle al operador de la red su oferta para las 24 horas del día siguiente. Por lo tanto, se tiene, que el productor eólico tendrá que prever cuál será su producción con un mínimo de 12 horas de antelación para las 00h y un máximo de 36 horas para las 24h del día siguiente.

Esta situación, que fija el mercado eléctrico español, genera la siguiente problemática: por un lado tenemos el operador de la red que exige una previsión con unas garantías y, por el otro lado, tenemos el productor que depende del viento para generar energía, cuyo valor se puede prever, pero esa previsión no está exenta de errores.

Los errores de previsión dependen de factores no controlables (como la estocasticidad del viento) pero también del método que se utilice para realizar la previsión. Según Erik D. Delaure et al. [9], el error de previsión más común de los métodos de previsión está entre un 10% y un 20%. Si se realiza la previsión 36 horas antes y en un solo parque eólico el orden de magnitud del error será entre un 10% y un 20%, pudiendo disminuir al variar el método de previsión, disminuir el tiempo de previsión o aumentar el rango de previsión. Por ejemplo, si en vez de realizar la previsión sobre un parque eólico se realiza para una zona. Los siguientes contenidos presentan algunos de los métodos de predicción eólica más extendidos en la industria.

### 6.1. MÉTODOS DE PREVISIÓN EÓLICA

Los métodos de previsión se pueden clasificar en tres categorías [11, 12, 14]: i) Según la escala, pueden ser globales, regionales e individuales; ii) según el procedimiento de resolución se tienen métodos físicos y métodos estadísticos y iii) según el horizonte temporal de las previsiones se subdividen en métodos a corto plazo, métodos a medio plazo y métodos a largo plazo. A continuación se presentarán los diferentes métodos, hay que añadir, no obstante, que la mayoría de los que se utilizan en la actualidad son un combinación de diferentes métodos, de esta forma se consigue una mejor previsión. A continuación se muestra el esquema de la clasificación de los métodos:



Figura 10: Clasificación de los métodos de predicción

#### 6.1.1. MÉTODOS SEGÚN LA ESCALA

La primera diferenciación a la que se hace referencia es según la escala, esta diferenciación se refiere al tamaño de la zona sobre la cual se aplicará el método de resolución. Esta escala es muy importante porque el hecho de aumentar o disminuir la escala puede cambiar considerablemente el método de resolución. Para una predicción de un país, los parámetros a tener en cuenta variarán mucho de los utilizados en un método que desea realizar la predicción en una comarca. Los métodos según la escala están diferenciados tal como se muestra a continuación.

##### Métodos globales

Los métodos globales se caracterizan por su escala amplia y el gran territorio que abarcan, se consideran métodos globales aquellos que se utilizan para calcular diferentes valores meteorológicos a nivel de todo el planeta. La mayoría de métodos globales son utilizados por los grandes servicios de meteorología del mundo. Estos servicios de meteorología tienen en consideración los datos de viento superficial, presión atmosférica, radiación solar, convección, turbulencias, la nebulosidad, las precipitaciones y la gravedad. Para la obtención de estos datos, como en todo modelo de predicción, son necesarias condiciones iniciales y de contorno, los métodos globales obtienen estos datos de: radiosondas, aviones, satélites, estaciones meteorológicas terrestres, etc. Los métodos globales realizan entre 2 y 4 predicciones diarias.

El uso que se le puede dar a los métodos globales es muy variado. Estos métodos son también los más conocidos por la mayoría de población, ya que son los que utilizan las agencias estatales de meteorología, es decir, son los métodos que se utilizan para generar los informes del tiempo que se emiten cotidianamente en la televisión, internet y aplicaciones móviles.

##### Métodos regionales

Los métodos regionales son los que evalúan las condiciones atmosféricas en una escala más reducida, que puede ir desde unos pocos kilómetros hasta varios centenares de kilómetros, es decir, los métodos regionales estudian y dan información sobre conjuntos de parques, países enteros e incluso conjuntos de países, como es el caso del modelo HILRAM [15]. El tamaño de esta escala será determinante en el estudio, debido a que determinados fenómenos

atmosféricos tienen un radio de acción muy limitado y que la escala los englobe o no, puede afectar en gran medida al error de predicción cometido.

Los métodos regionales son los más variados en cuanto a finalidad, podemos diferenciarlos según entreguen una lectura de potencia o una de velocidad de viento. Los que dan una lectura de potencia suelen ser los que abarcan una región más pequeña y su función es ayudar a la gestión de una red eléctrica con sus previsiones. Si en cambio el método entrega una lectura de velocidad de viento, esto es sinónimo de que este método regional se utilizará como valores de entrada para otros métodos con una escala geográfica menor. Hay que añadir que algunos métodos cumplen las dos funciones, lectura de potencia y velocidad, y por lo tanto, pueden ser utilizados de maneras distintas.

Para aplicar estos métodos se deben establecer las condiciones de contorno y las iniciales. En estos métodos la importancia de estas condiciones es mayor, si cabe, que en los métodos globales. Hay dos formas de establecer estas condiciones: con los métodos globales antes comentados o utilizando observaciones en tiempo real.

Los métodos regionales están clasificados internamente en métodos de baja resolución y métodos de alta resolución. Los métodos de baja resolución utilizan mayoritariamente modelos hidrostáticos y se mueven en una resolución de entre 5 y 10 kilómetros. Los métodos que no utilizan modelos hidrostáticos son los de resolución elevada. Aunque mayoritariamente los métodos más utilizados podrían considerarse una mezcla, utilizan resoluciones bajas pero que aumentan en los puntos críticos del sistema, pudiendo mezclar también, modelos hidrostáticos y no hidrostáticos.

### **Métodos individuales**

Por último se tienen los métodos individuales. Estos métodos son los encargados de dar las previsiones de generación referidas a un parque eólico. Los métodos individuales, como el resto de métodos, para poder funcionar necesitan de unas condiciones iniciales y de contorno, estas vendrán dadas por algún método regional o por lecturas en el mismo parque. Es importante añadir como deben ser estas condiciones iniciales. Para determinar la potencia de un parque eólico es necesario saber la magnitud y la dirección del viento a una altitud entre 25 y 100 metros, que es la zona donde están situados los aerogeneradores. Actualmente estos generadores están diseñados para funcionar entre dos velocidades de viento, fuera de las cuales el generador permanecerá parado. En la Figura 11 se muestra un gráfico de la potencia generada en función de la velocidad del viento. Un ejemplo de este tipo de método de predicción sería SIPREOLICO [\[19, 20\]](#) aunque este método es tan versátil que puede considerarse tanto regional como individual.

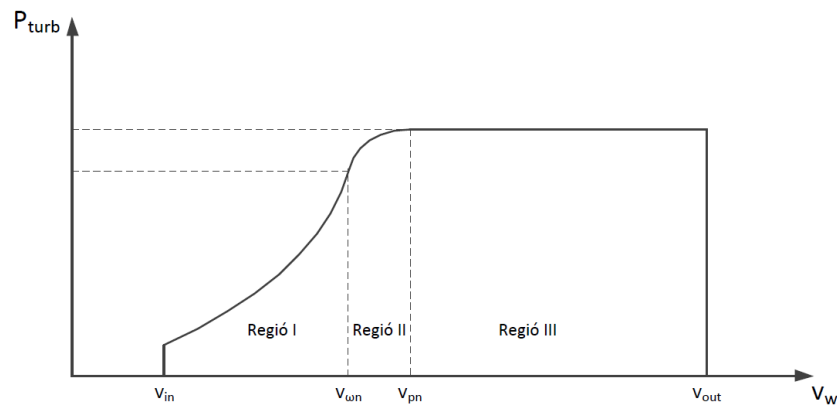


Figura 11: Potencia de la turbina en función de la velocidad del viento [10]

Como se puede apreciar las turbinas no generan potencia hasta un cierto umbral de velocidad, esto es debido a que por debajo de esta velocidad la venta de la energía producida no es suficiente como para cubrir los costes de la operación. En el gráfico se observa que a partir de un cierto punto se deja de producir potencia, esta velocidad es la velocidad de corte, a partir de aquí se considera que la turbina no está preparada para resistir las tensiones a la que se sometería y debe bloquearse para evitar la rotura.

Viendo las características de las turbinas, es decir, la no linealidad y los puntos críticos como la velocidad de corte, se entiende la importancia de los métodos regionales de previsión y la necesidad de que estos tengan los mínimos errores posibles.

### 6.1.2. MÉTODOS SEGÚN LA RESOLUCIÓN

Una segunda clasificación separa los métodos en métodos físicos y métodos estadísticos. Esta clasificación es la más importante, ya que el método de resolución y la potencia de cálculo necesaria entre unos y otros son muy distintos.

#### Métodos físicos

Los métodos físicos basan su resolución en el modelado de la zona que se quiere estudiar. Realizan la simulación de la mayoría de parámetros, de los que depende la potencia generada, con ecuaciones físicas. Estos parámetros son: la rugosidad del terreno, la altura de los aerogeneradores, su posición relativa, etc.

Hay que decir que para incorporar algunos parámetros al cálculo, se utilizan métodos estadísticos para pequeñas partes del programa de cálculo. Por esa razón, la mayoría de los métodos físicos se consideran híbridos, no obstante, la magnitud de estos sub-modelos estadísticos es muy pequeña comparada con la implantación de un modelo estadístico completo. Por esta razón los modelos físicos no necesitan una base de datos de archivos históricos para su funcionamiento.

Es importante añadir que el horizonte temporal, con un error aceptable, está alrededor de las 10 horas. Los métodos físicos para poder llegar a horizontes temporales del orden de la antelación que requiere el mercado diario, que es de 36 horas, deberán incorporar lecturas de algún modelo meteorológico, corrigiendo así los valores para horizontes grandes. El ejemplo de método físico por excelencia es HILRAM [15] que es la base de la mayoría de métodos regionales.

## Métodos estadísticos

Los métodos estadísticos, a diferencia de los físicos, tratan de relacionar valores pasados para realizar su previsión futura, un método estadístico no utiliza datos específicos como la rugosidad del terreno o su relieve. Los datos utilizados normalmente son, un histograma de velocidad y dirección del viento y la potencia generada. A través de modelos de regresión dinámicos o de series temporales estos métodos son capaces de realizar previsiones de hasta 40 horas de horizonte temporal, pero como la mayoría de los métodos físicos el error aumenta mucho a partir de las 10 horas, por lo que estos métodos deben ajustarse con previsiones meteorológicas para los horizontes más grandes, para de esta forma disminuir el error. En el sistema eléctrico español un ejemplo de método estadístico sería el de generación agregada de la energía eólica [\[11\]](#).

### 6.1.3. MÉTODOS SEGÚN EL HORIZONTE TEMPORAL

Esta clasificación nos puede llevar a algún equivoco, ya que el título mismo lleva a establecer cada separación en un intervalo de tiempo, pero realmente no se puede fijar un número de horas. El intervalo al que pertenecerá cada método dependerá del mercado al que esté vinculado ese método.

#### Métodos a corto plazo

Los métodos a corto plazo son aquellos que se utilizan para entrar en el mercado intradiario. Dependiendo del país este mercado necesitará diferentes horas de previsión, pero en su mayoría los métodos a corto plazo no superan las 10 horas de horizonte temporal. Este tipo de métodos son también utilizados por los operadores de la red para prever si será necesaria la conexión de redes auxiliares y en qué medida, es decir los mecanismos de ajuste entre generación y demanda.

#### Métodos a medio plazo

Los métodos a medio plazo son aquellos que se utilizan para las previsiones del mercado diario [\[13\]](#), también para realizar algunas tareas de mantenimiento. Este tipo de métodos puede ir desde algo menos de 10 horas hasta 72 horas de antelación, dependiendo de los requerimientos de aplicación particulares en cada país. En España por ejemplo, las ofertas deben realizarse a las 12 horas del día anterior, por lo tanto los métodos de medio plazo tendrán un horizonte temporal de 36 horas. A este valor se le debe sumar el tiempo de ejecución, evaluación y envío de la oferta al mercado diario por lo que el horizonte sería algo superior a las 36 horas.

#### Métodos a largo plazo

Por último tenemos los métodos a largo plazo, este tipo de métodos están desvinculados del mercado, es decir, su horizonte temporal no depende de los horizontes que marca el mercado. Estos métodos se utilizan para realizar mantenimientos generales en la planta de generación eléctrica. Los horizontes temporales de este tipo de método suelen ir de 3 días en adelante. Estos métodos son más imprecisos que los anteriormente citados, y tan solo se utilizan para evaluar variaciones mesoescalares de viento. Dentro del ámbito de la generación eólica, pueden ser de aplicación para detectar periodos con muy bajos niveles de viento, en los que se puedan programar operaciones de mantenimiento preventivo en las turbinas.



## 6.2. LISTADO DE MÉTODOS

En el apartado anterior se ha realizado una explicación de cómo se pueden clasificar los diferentes métodos de previsión. A continuación se ofrece una tabla resumen con algunos de los métodos de previsión más importantes en la actualidad, indicando a que grupo pertenecen de acuerdo a la clasificación propuesta en el apartado 6.1.

**Tabla 1: Clasificación de los métodos más utilizados para la previsión eólica**

Método	Desarrollador y año	Horizonte temporal	Escala	Modelo resolución	Datos de entrada
<b>SIPREÓLICO</b>	Universidad Carlos III de Madrid y Red Eléctrica Española (2002)	Medio plazo	Individual i Regional	Estadístico	Modelos atmosféricos y medidas de potencia registradas anteriormente
<b>HILRAM-5</b> <a href="#">[15]</a>	Swedish Meteorological and hydrological institute (2002)	Medio plazo	Regional	Físico	Parámetros físicos como temperatura, densidad del aire, etc.
<b>Generación agregada energía eólica</b>	Universidad Carlos III de Madrid, departamento de Ingeniería eléctrica (2010)	Medio plazo	Regional	Estadístico	Lecturas y datos históricos de un conjunto de parques del sistema eléctrico español
<b>Global Forecast System</b>	National Oceanic and Atmospheric Administration, USA (1988)	Largo plazo	Global	Físico	Parámetros físicos proporcionados por satélites, estaciones meteorológicas, aviones, radio sondas, etc.
<b>Integrated Forecast System</b> <a href="#">[16]</a>	European Center for Medium-Range Weather Forecast	Largo plazo	Global	Físico	Parámetros físicos proporcionados por satélites, estaciones meteorológicas, aviones, radio sondas, etc.
<b>MM5</b> <a href="#">[17]</a>	NCAR, University of Pensilvania	Medio plazo	Regional	Físico	Parámetros físicos proporcionados por algún modelo global
<b>RAMS</b>	Colorado State University and NCAR	Corto plazo	Regional	Físico	Parámetros físicos proporcionados por algún modelo global.
<b>ARPEGE</b>	France Weather service, Metheo- France	Largo plazo	Global	Físico	Parámetros físicos proporcionados por satélites, estaciones meteorológicas, aviones, radio sondas, etc.
<b>ALADIN</b>	Metheo-France con la colaboración de 16 servicios de meteorología	Medio plazo	Regional	Físico	Parámetros físicos proporcionados por satélites, estaciones meteorológicas, aviones, radio sondas, etc.
<b>Zephyr</b>	RISOE, Dinamarca	Medio plazo	Regional	Físico y estadístico	
<b>LocalPred</b>	CENER, Spain	Medio plazo	Local	Estadístico	Obtiene datos de otros modelos meteorológicos
<b>Cassandra</b>	MOMAC Group, Spain	Largo plazo	Regional	Físico	Parámetros físicos proporcionados por satélites, estaciones meteorológicas, aviones, radio sondas, etc.
<b>Prediktor</b>	RISOE, DTU and Eltra, Dinamarca	Medio plazo	Regional	Físico	Obtiene los datos de algún método global

## 6.3. MÉTODOS ESTUDIADOS EN PROFUNDIDAD

Para programar el método se han estudiado dos métodos en profundidad, para posteriormente simplificar y realizar la programación. Los métodos seleccionados han sido SIPREOLICO y el de generación agregada de la energía eólica.

Se trata de métodos estadísticos cuya función es dar una previsión de la potencia que se generará en un parque o una región en el tiempo  $t$ . Para realizar esta previsión, tal como se muestra en [18, 19], estos métodos utilizan cada uno de ellos diferentes modelos estadísticos que dan una previsión de la potencia. Cada uno de estos modelos tiene unas características diferentes que permiten ser a algunos de ellos más precisos a corto plazo y a otros a medio plazo. Esto lleva a realizar una combinación entre ellos como se muestra en [20], de esta forma se obtienen unos resultados mejores en la previsión disminuyendo el error de predicción y llevándolo hasta los valores mostrados en [21-25]. Para entender cómo funcionan estos métodos se realizará una pequeña revisión de ambos con sus características principales: escala de la previsión, parámetros de entrada y salida, modelos internos, métodos de combinación y errores de predicción.

### 6.3.1. SIPREOLICO

SIPREOLICO es el método utilizado por REE y algunos productores para efectuar sus predicciones. Fue desarrollado conjuntamente por REE y la Universidad Carlos III de Madrid (UC3M) [18].

#### Escala de las previsiones

El método SIPREOLICO ha sido diseñado de forma robusta dentro del sistema eléctrico español, en cuanto a escala de previsiones se refiere, SIPREOLICO permite obtener previsiones de potencia tanto en parques eólicos, como para grandes productores (con diferentes parques eólicos gestionados conjuntamente). Mientras que REE lo utiliza para la gestión de la red a modo de prever la potencia que le ofrecerán en global todos los productores independientemente de la que cada uno de ellos haya previsto.

#### Parámetros de entrada y salida

Tal y como se muestra en [18, 19], las ecuaciones de SIPREOLICO necesitan unos valores de entrada para realizar una predicción de potencia en el instante  $t$  para el instante  $(t+h)$ , donde  $h$  puede ser de hasta 48 horas. A continuación se muestra en formato de caja negra los diferentes parámetros de entrada y las correspondientes salidas.

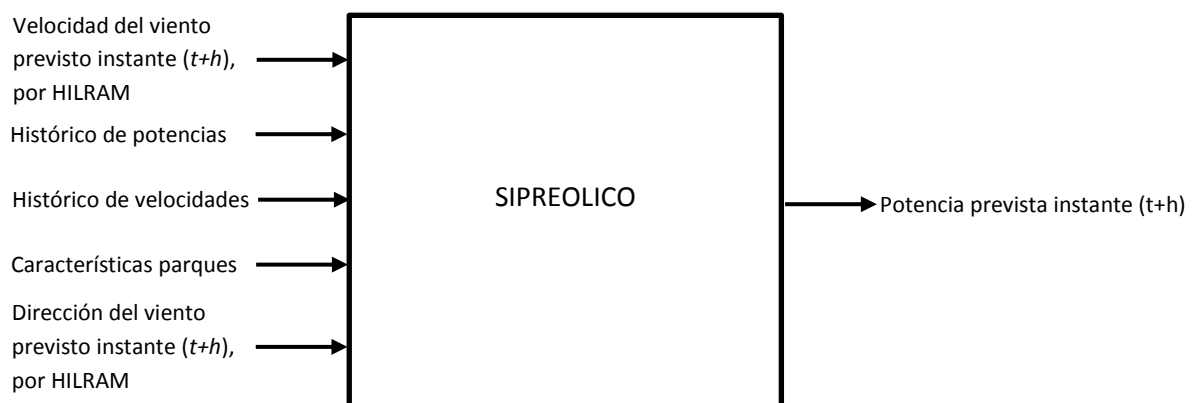


Figura 12: Caja negra de los parámetros de SIPREOLICO

Se puede observar la simplicidad de los parámetros de entrada de los que depende SIPREOLICO, los parámetros más complejos son la predicción de velocidad y dirección del viento en el instante ( $t+h$ ), estos valores como se indica en el Figura 11 pueden ser obtenidos de una agencia meteorológica internacional o varias, obteniendo una mejor previsión. En este caso, SIPREOLICO utiliza los que se obtienen del programa HILRAM, realizado por diferentes agencias meteorológicas estatales, una de las cuáles es la agencia española.

### Modelos internos

SIPREOLICO utiliza un total de nueve modelos distintos para calcular la potencia en el horizonte deseado, esta variedad de métodos es necesaria para poder ser un método robusto de predicción, entendido como robusto, el método capaz de realizar previsiones en un rango variado de horizontes temporales. SIPREOLICO, se utiliza para previsiones tanto de mercado diario como de intradiario, por lo tanto, debe ser capaz de predecir la potencia que se entregará a la red con horizontes que van desde las 4 horas, hasta las 48 horas, con un error que se mantenga en un orden de magnitud similar para todos los horizontes.

La variedad de métodos permite esa predicción diferenciada. Para las predicciones a corto plazo, SIPREOLICO utilizará las ecuaciones que solamente incorporan datos históricos, por ejemplo, la potencia que se ha producido en el período anterior. Por otro lado, en las predicciones a más largo plazo utilizará datos como el viento previsto por las agencias de meteorología para la hora de la que se desea obtener la previsión.

Los parámetros internos del modelo no son fijos, varían dependiendo de los parámetros de entrada y el horizonte de previsión. SIPREOLICO guarda los resultados de sus previsiones y los errores que éstas han generado. A través de estos datos, realiza la adaptación de los parámetros para cada previsión a realizar.

### Métodos de combinación

Cómo se ha indicado anteriormente SIPREOLICO puede incorporar datos de dirección y velocidad de viento, de una sola agencia meteorológica o de más de una, obteniendo dos posibles escenarios de combinación.

El primer escenario, se da cuando sólo se tienen predicciones de una agencia. En este caso, se deben combinar los diferentes modelos internos. Cada modelo vendrá ponderado por un parámetro que se adaptará en función de las variables del modelo, para obtener de esta forma la mejor previsión para cada momento.

En el segundo escenario, se tienen predicciones de más de una agencia meteorológica, en este caso, la combinación se realiza en tres fases. Primero, se obtienen las predicciones con los datos de cada agencia, de forma independiente tal como se realiza en el escenario antes citado. En segundo lugar, se realizan diferentes combinaciones para las diferentes predicciones que se tienen. Estas combinaciones se efectúan mediante un promedio óptimo de las previsiones (método del promedio óptimo) y también buscando la mejor previsión para cada momento, minimizando el riesgo (método del riesgo mínimo). Por último, se realiza una combinación de estos dos métodos de combinación utilizando el método de riesgo mínimo por lo que la predicción final es igual o mejor que la mejor de las predicciones.

### Errores de la previsión

El error de previsión para el método SIPREOLICO depende del horizonte temporal, a continuación se muestra un gráfico del error en función del horizonte:

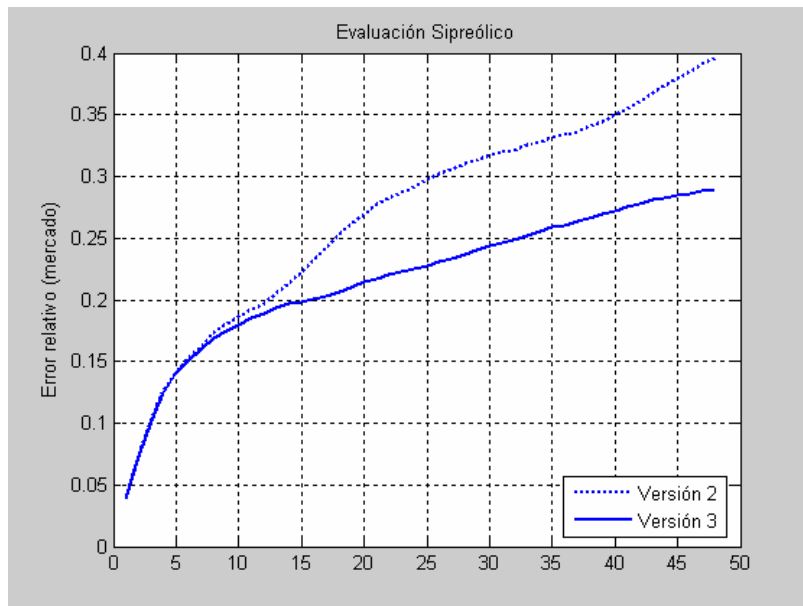


Figura 13: Error de previsión de SIPREOLICO en función del horizonte en horas (REE) [43]

#### 6.3.2. MÉTODO DE GENERACIÓN AGREGADA DE ENERGÍA EÓLICA

Este método nace a raíz de una tesis doctoral [11] realizada en la UC3M con el apoyo de REE, la mayor parte del equipo que dio apoyo al autor es el mismo que realizó SIPREOLICO, por lo que este método se puede entender como un método que busca dar mejores previsiones en los puntos donde SIPREOLICO es más débil. El objetivo principal de este método es realizar mejores previsiones en sistemas regionales, para ayudar a los gestores de la red o a los productores que tengan más de un parque eólico.

#### Escala de previsiones

Este método, al contrario que SIPREOLICO no está diseñado para dar cobertura al mayor número de productores posibles pudiendo realizar predicciones de un solo parque o de todo un territorio. Este método busca disminuir el error de previsión de conjuntos de parques y de regiones, por lo que es un método regional.

#### Parámetros de entrada y salida

Tal y cómo se muestra en [11], este método tiene el mismo funcionamiento que SIPREOLICO en cuanto a parámetros de entrada. A continuación se muestra, en formato de caja negra, los diferentes parámetros de entrada y las correspondientes salidas.

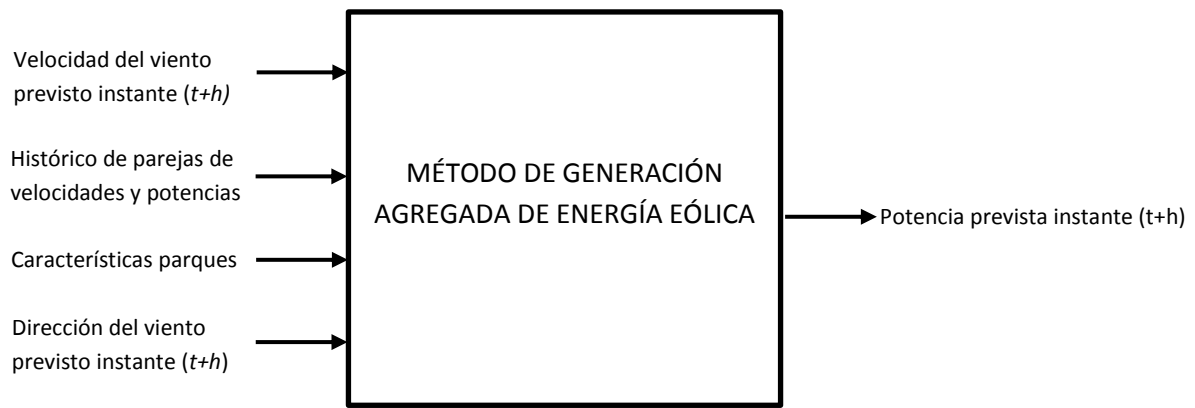


Figura 14: Parámetros del método de generación agregada de energía eólica

Como se puede observar en el gráfico, los parámetros de entrada son prácticamente los mismos que en SIPREOLICO. Si bien es cierto que, en este método las bases de datos con las parejas velocidad viento y potencia tienen un mayor peso que en el método SIPREOLICO.

### Modelos internos

Este método basa su predicción en el histórico de viento y potencia. Mediante los datos de previsión de viento para un determinado período, el programa realiza una búsqueda en el histórico realizando una ponderación de la distancia del punto buscado al punto actual, como más antiguos sean los valores del archivo menos peso tendrán.

A continuación, con los datos de resolución de ejecuciones anteriores se adaptan los parámetros del peso de cada dato. Posteriormente se realizan diferentes cálculos de la predicción final siguiendo dos métodos, el método de media ponderada y el método de regresión local ponderada.

El método de media ponderada da como resultado la media de los valores cercanos al punto que queremos estudiar, es decir, para un velocidad determinada se da la media de los  $p$  puntos más cercanos. En cambio, el método de regresión local ponderada realiza una regresión lineal local de esos  $p$  puntos más cercanos.

### Métodos de combinación

La combinación para este método se realiza de forma parecida que en SIPREOLICO, una vez obtenidas las previsiones de los modelos de media ponderada y regresión local ponderada, se combinan para obtener la mejor previsión como en SIPREOLICO. Primero realizando la combinación de las previsiones y a continuación, con el método de riesgo mínimo, filtrando las combinaciones para que la previsión final sea mejor o igual que la mejor previsión.

### Error de las previsiones

Para este apartado se ha considerado más interesante mostrar la mejora sobre el error que comporta el hecho de realizar las predicciones de forma agregada. A continuación, se muestra un gráfico donde se observa la mejora en tanto por ciento del error respecto a SIPREOLICO, en función del horizonte temporal:

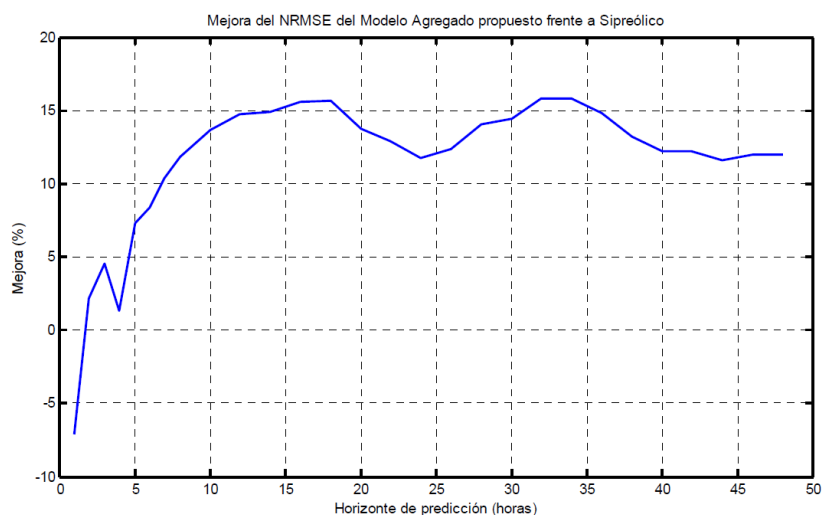


Figura 15: Mejora del error del método agregado en frente de SIPREOLICO [\[11\]](#)

## 7. SELECCIÓN DEL MÉTODO DEL PROYECTO

Una vez realizado el análisis de los métodos más comunes y su clasificación se debe encontrar un método que se adapte a los requerimientos que se le solicitarán en este proyecto. Para realizar esta selección es importante discernir, dentro de la clasificación de métodos, que combinación se adaptaría mejor, para posteriormente realizar la programación de un método dentro de ese grupo, basado en los métodos ya implementados.

### 7.1. SELECCIÓN DEL GRUPO DE MÉTODOS

En cuanto a la selección de la escala, este proyecto intenta encontrar la utilidad de la instalación de una batería en un campo eólico, para reducir el valor de las penalizaciones en la subasta del mercado diario. En este sentido, deberíamos seleccionar o un método regional o un método individual, descartando los globales.

El segundo criterio de selección es de acuerdo a la escala temporal de predicción. El mercado español realiza las subastas del mercado diario, y por lo tanto, las previsiones con un máximo de 36 horas de antelación. Por lo tanto, el método del proyecto debe ser un método de predicción a medio o largo plazo.

Por último, se entra en la clasificación más importante, método físico o estadístico. Esta última selección es la más importante, dado que la mayoría de métodos cumplen las dos primeras premisas. Finalmente se ha elegido un método estadístico. Los métodos físicos tienen en cuenta muchos parámetros que dan una profundidad mayor al programa, pero requieren de extensas fuentes de datos y un software muy potente para el cálculo que impediría la implantación de acuerdo con el alcance de un proyecto como este. Los métodos estadísticos requieren de una base de datos históricos de diferentes parámetros dependiendo del método. La consecución de estos parámetros y la potencia de cálculo del software para estos métodos es mucho menor; únicamente se requiere capacidad de almacenamiento para las bases de datos.

### 7.2. MÉTODO DE PREVISIÓN DEL PROYECTO

El análisis realizado del método SIPREOLICO y el del método de generación agregada de energía eólica, ha servido como una buena aproximación y trabajo previo para desarrollar ahora un método de previsión de generación eólica. El método de previsión adoptado en este proyecto se expone en los siguientes apartados.

#### 7.2.1. SALIDAS DEL MÉTODO

El resultado principal del método de previsión es la potencia prevista en el instante  $t+h$ , donde  $t$  es el instante en el que se hace la previsión y  $h$  el horizonte temporal. Por otro lado, un resultado importante a considerar en el proyecto es el error de predicción. Si bien no es una salida del modelo por sí mismo, ya que el modelo da la potencia prevista y el error se obtiene de comparar este valor con el dato real de potencia, este dato será esencial para el objetivo principal del proyecto.

#### 7.2.2. ENTRADAS DEL MÉTODO

En los métodos analizados, se tenían diferentes entradas que ayudaban a realizar una predicción con un error menor. Debido a la necesidad de grandes computadoras para la

implantación de métodos como los estudiados, se ha procedido a simplificar el método lo máximo posible siempre buscando que éste diera un resultado similar a los métodos utilizados. En las entradas, se tiene una primera simplificación. Mientras los métodos estudiados utilizan entradas en tiempo real, como la previsión de velocidad de viento y su dirección de HILRAM. En el método del proyecto se han eliminado estas entradas, que añadían muchos parámetros al modelo y llevaban a la necesidad de un ordenador con una gran capacidad de memoria. Por lo que finalmente, para el método del proyecto, las entradas que se han utilizado son bases de datos históricas de vientos y las características de una turbina eólica.

### 7.2.3. *HORIZONTE DE PREVISIÓN*

Este parámetro, como se ha observado en apartados anteriores de este trabajo, tiene suma importancia a la hora de realizar previsiones e influye en el resultado de la previsión y en su error, hasta tal punto que métodos como SIPREOLICO utilizan unas funciones u otras según el horizonte de previsión.

Los métodos estudiados realizan una previsión diaria de la potencia que se subministrará el día siguiente, por lo que el horizonte de previsión va desde 0 a 36 horas, limitando este desde 12 a 36 horas para el mercado diario.

Anteriormente se ha determinado que el resultado del método de previsión era la potencia prevista, no obstante como se ha comentado en ese apartado, para este estudio el dato que interesará será el error que se producirá entre la potencia prevista y la potencia real generada. Por lo tanto, se realizarán diferentes previsiones con diferentes horizontes temporales, para posteriormente evaluar cuál es el que más se adapta a los métodos actualmente utilizados.

Para la ejecución de este bloque y teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente, se realizarán previsiones con horizontes temporales de 36, 24, 12, 8, 6, 4 y 2 horas, evaluando todos los datos de salida para cada uno de estos horizontes.

### 7.3. BLOQUES DEL MÉTODO

El método realizado en este proyecto está dividido en dos bloques, que se deben ejecutar de forma consecutiva para conseguir la previsión eólica. La programación se ha realizado utilizando MATLAB para el primer bloque y mediante el software MATLAB / SIMULINK para el segundo bloque. Mediante el primer bloque se obtienen los perfiles de viento que constituyen la entrada para el segundo bloque, el cual da como resultado las potencias prevista y real. A continuación se explicarán en detalle los dos bloques y su funcionamiento, además de una explicación de la obtención de los parámetros del segundo bloque que simula una turbina eólica. A modo de explicación básica del funcionamiento de los dos bloques en la Figura 16 se muestran las entradas y salidas de cada uno de los bloques.



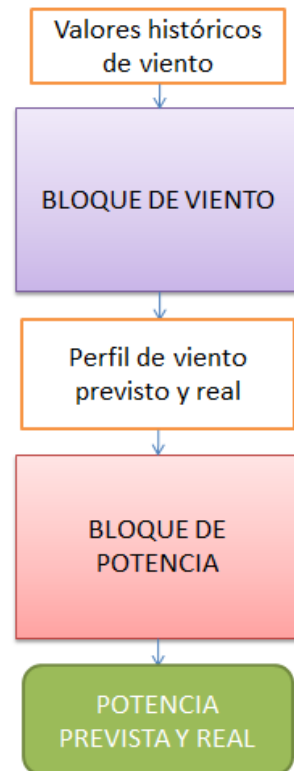


Figura 16: Entradas y salidas básicas de los bloques del método del proyecto

### 7.3.1. BLOQUE DE VIENTO DEL MÉTODO

Este bloque de simulación utiliza el programa MATLAB y una de sus funciones de series temporales, denominada Arima. Para exponer el funcionamiento de este bloque es necesario exponer cuales son los datos de entrada y su forma.

#### Datos de entrada

Como se ha expuesto en el apartado 7.2.2, los datos de entrada serán una base de datos de valores históricos de viento, concretamente, es necesaria una base de datos que contenga el módulo de la velocidad del viento perpendicular a una turbina eólica, estos datos deben ser la media de la velocidad de cada hora. La justificación de esta ponderación horaria viene dada por el hecho de que en el sistema eléctrico español, los datos del precio de venta de la energía y sus penalizaciones se dan de hora en hora, por lo que no es necesaria una mayor resolución en los datos de potencia para posteriormente tener que ponderar esta potencia. Los datos de viento de entrada deben estar registrados en unidades del sistema internacional.

#### Variable temporal

Como se ha expuesto anteriormente este programa es capaz de simular previsiones para largos períodos de tiempo. Se debe seleccionar al inicio del programa y teniendo en cuenta la longitud de los datos de entrada, se puede elegir el tiempo a simular que puede ir de 2 horas a años.

#### Arima

Esta función de MATLAB es esencial para el funcionamiento del método. Arima realiza ajustes de series temporales y da como valores de salida los coeficientes de este ajuste. El número de coeficientes dependerá del orden del ajuste, para este método se ha utilizado un ajuste de

segundo grado, por lo que Arima ajustará dos coeficientes a la serie temporal que se le asigne cómo entrada. A continuación se muestra la fórmula de ajuste de Arima:

$$Y_t = C_0 + C_1 \cdot Y_{t-1} + C_2 \cdot Y_{t-2} + \varepsilon_t \quad (1)$$

Donde  $Y_t$  es el valor que se quiere predecir,  $Y_{t-1}$  y  $Y_{t-2}$  son los datos para los dos instantes anteriores.  $C_0, C_1$  y  $C_2$  son los coeficientes que ajusta Arima, por último se tiene el valor del error  $\varepsilon_t$  para el instante a predecir.

### Funcionamiento del bloque de viento

El bloque de viento funciona en tres etapas que permiten establecer una previsión de viento. A continuación se muestra un gráfico con las diferentes etapas de este bloque.

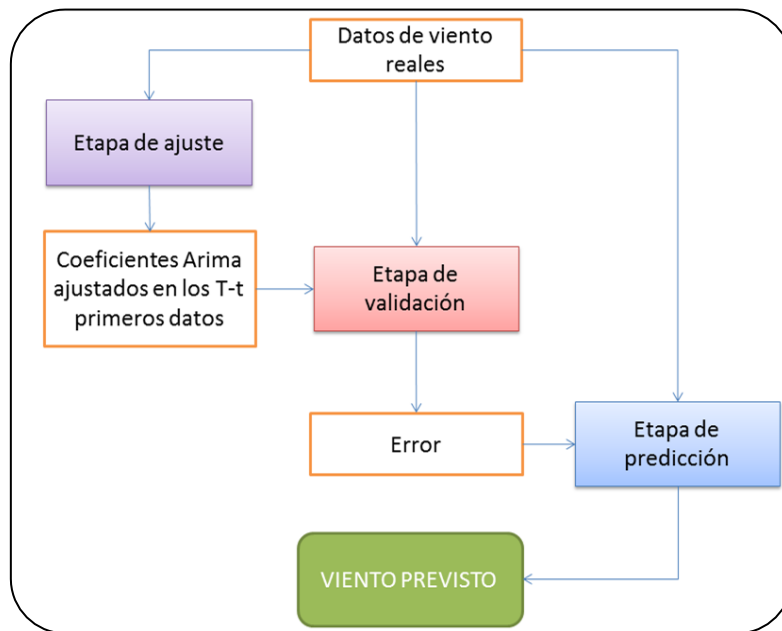


Figura 17: Gráfico de las etapas del bloque de viento.

Como se puede ver en el gráfico el bloque de viento tiene una estructura de tres etapas encadenadas las cuales aportan un parámetro básico para el funcionamiento de la siguiente, estos parámetros son los coeficientes Arima y el error del ajuste. A continuación se explicará el funcionamiento de cada etapa, los cálculos que se realizan y los parámetros que se deben fijar previamente a la ejecución de todo el bloque.

#### Parámetros ajustables

Como se ha explicado anteriormente hay una serie de parámetros que se pueden modificar para alterar el resultado de nuestra previsión o para determinar el alcance de ésta. Por otro lado, hay una serie de parámetros que se deben fijar que son necesarios para el correcto funcionamiento del bloque. A continuación se relacionan estos parámetros:

- Horizonte temporal: Nuestro método está programado para poder realizar previsiones con distintos horizontes temporales. Por requerimientos del programa esta variable podrá variarse de 2 horas hasta años si se desea. Para este proyecto la cota superior se ha fijado en 36 horas por adaptación al sistema eléctrico español, ya que como se ha comentado el horizonte del mercado diario son 36 horas.

- Tiempo de simulación ( $T_{sim}$ ): Como se ha explicado en apartados anteriores este bloque permite un tiempo de simulación muy variado. Se entiende por tiempo de simulación el periodo que comprenderá los datos de potencia prevista y real. Para este proyecto se ha fijado este dato en medio año.
- Tiempo de ajuste y validación ( $T$ ): será el tiempo relativo a los datos que utilizará el programa para realizar el ajuste y la validación, se ha fijado un valor de una semana para este proyecto.
- Tiempo de validación ( $t$ ): Igual que en el caso anterior pero sólo para la validación. Es importante que este dato tenga un orden de magnitud parecido al horizonte temporal, en este proyecto se ha fijado en 24 horas.
- Tiempo inicial: El programa permite dado un fichero de datos histórico empezar la simulación en cualquier punto para poder realizar diferentes previsiones.

#### *Etapas de ajuste*

Tal y como se muestra en la Figura 17 los únicos datos de entrada para esta etapa son los históricos de viento. El objetivo de esta etapa es determinar unos coeficientes de Arima que se ajusten a los datos. El programa ejecuta Arima y estima los coeficientes para los primeros  $T-t$  datos de viento.

#### *Etapas de validación*

Una vez se han obtenido los coeficientes para nuestros datos, en esta etapa el objetivo es determinar el error de este ajuste, para introducir esta variabilidad en la predicción y realizar una predicción más parecida a la realidad. El programa realiza una previsión para los  $t$  siguientes datos a los utilizados en el ajuste, una vez obtenida esta previsión el programa comparará ésta con los datos reales de viento para este periodo y determinará el error de esta previsión y su desviación estándar.

#### *Etapas de previsión*

Esta es la última etapa y también la que consume más recursos de nuestro ordenador y la que conlleva un tiempo de ejecución mayor, siempre dependiendo del  $T_{sim}$ . La etapa de previsión tiene como objetivo realizar una previsión para todos los datos comprendidos dentro del  $T_{sim}$  a partir de los datos del tiempo  $T$ .

Primero, el programa ajustará coeficientes a los  $T-t$  datos previos, a nuestro primer dato que esté dentro del horizonte temporal, a continuación, con estos coeficientes y el valor del error se ejecutará la previsión de todos los valores dentro del horizonte temporal. Una vez realizada la previsión si el horizonte temporal es inferior al tiempo de simulación se ejecuta este proceso de forma iterativa hasta que se supere el tiempo de simulación.

#### **Salida del bloque de viento**

Tal y como se muestra en la Figura 16 la salida de este primer bloque será un perfil de viento real y previsto para todo el período seleccionado.

#### **7.3.2. BLOQUE DE POTENCIA DEL MÉTODO**

Como se ha observado en el apartado anterior del primer bloque se obtiene la previsión de viento. El objetivo del método es obtener una previsión de potencia, que es la necesaria para

poder participar en las subastas del mercado diario e intradiario. Por lo tanto, el objetivo de este segundo bloque es obtener datos de potencia a partir de los datos de viento.

Para realizar este cambio de datos de viento a datos de potencia, se ha utilizado el programa interno de MATLAB, SIMULINK, donde se ha simulado una turbina eólica de acuerdo con [26]. A continuación se muestran estas ecuaciones y sus parámetros, así como los esquemas y principios que permiten a este segundo bloque transformar la previsión de viento en previsión de potencia.

### Ecuaciones del modelo

El modelo del segundo bloque basa sus cálculos en la siguiente ecuación:

$$P_t = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_v^3 \quad (2)$$

Donde  $P_t$  es la potencia que se extrae de la turbina,  $\rho$  es la densidad del aire,  $A$  es el área que ocupan las aspas de la turbina y  $v_v$  la velocidad del viento. De esta ecuación se extrae la siguiente teniendo en cuenta el radio ( $R$ ) de las hélices de la turbina:

$$P_t = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v_v^3 \quad (3)$$

De la ecuación anterior se obtiene la ecuación básica del modelo:

$$P_t = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot v_v^3 \quad (4)$$

Donde  $\beta$  es el ángulo de pitch, que se encargará de controlar la velocidad del rotor en el estado de carga máxima que se muestra en la Figura 18.

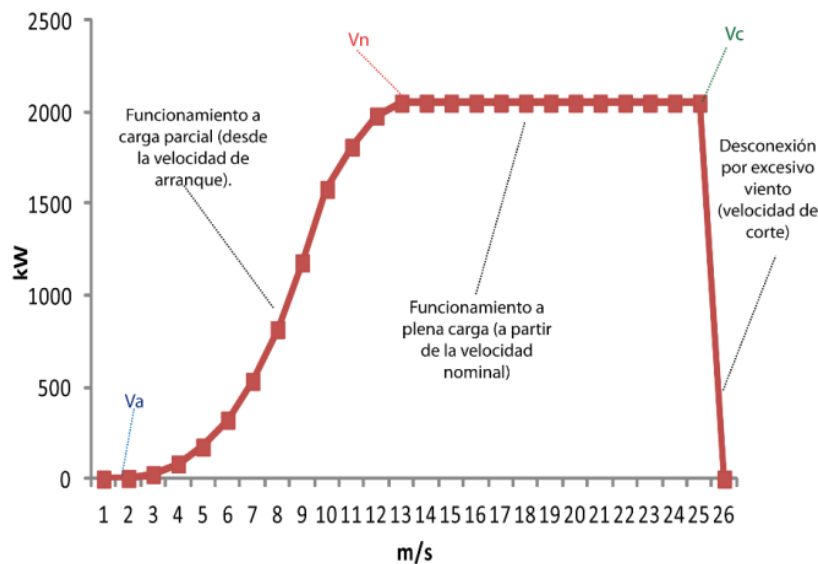


Figura 18: Potencia generada en función de la velocidad del viento [27]

$\lambda$  sigue la siguiente ecuación:

$$\lambda = \frac{\omega_t \cdot R}{v_v} \quad (5)$$

Como se puede apreciar en esta ecuación ya se han utilizado los parámetros básicos citados anteriormente, ángulo de pitch y velocidad de la turbina, ya que se define como  $\omega_t$  la velocidad de rotación de la turbina. Se tiene entonces que es necesario definir la función  $C_p$ :

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \cdot \left( C_2 \cdot \frac{1}{\lambda} - C_3 \cdot \beta - C_4 \beta^{C_5} - C_6 \right) \cdot e^{-C_7 \frac{1}{\lambda}} \quad (6)$$

Dónde:

$$\frac{1}{\lambda} = \frac{1}{\lambda + C_8 \cdot \beta} - \frac{C_9}{1 + \beta^3} \quad (7)$$

Los coeficiente  $C_i$   $i=1-9$ , son coeficientes que dependen de la características de cada turbina. Para modelar la turbina, además de las ecuaciones ya mostradas se necesita una ecuación que relacione la velocidad angular de la turbina con el resto de parámetros, esta ecuación se obtiene de la combinación de la ecuación (4) y de la siguiente ecuación:

$$P_t = T_t \cdot \omega_t \quad (8)$$

Donde  $T_t$  es el par mecánico de la turbina y  $\omega_t$  la velocidad angular. Con esta ecuación se obtiene la siguiente relación:

$$T_t = \frac{1}{2} \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^3 \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot v_v^2}{\lambda} \quad (9)$$

Una vez estudiadas las ecuaciones básicas es necesario el análisis dinámico de la turbina, de este análisis se obtiene que para realizar el modelo es preciso incorporar las ecuaciones del tren motor. El tren motor se ha simulado como un sistema de dos masas, la turbina y el generador. Las ecuaciones que modelizan este sistema son las siguientes:

$$T'_t = J'_t \cdot \frac{d\omega'_t}{dt} + D'(\omega'_t - \omega_g) + k'(\theta'_t - \theta_g) \quad (10)$$

$$-T_g = J_g \cdot \frac{d\omega_g}{dt} + D'(\omega_g - \omega'_t) + k'(\theta_g - \theta'_t) \quad (11)$$

Donde para el generador  $T_g$  es el par,  $J_g$  la inercia,  $\theta_g$  el ángulo y por último  $\omega_g$  la velocidad angular. Para las hélices o turbina tenemos el par y la velocidad angular  $T_t$  y  $\omega_t$  que ya habían sido citados, así como la inercia  $J_t$  y el ángulo  $\theta_t$ . En ambas ecuaciones el parámetro  $D$  representa la amortiguación del eje y  $k$  (que en el programa se representa como  $stf$ ), representa la rigidez. Además de estas dos ecuaciones existe una relación entre los dos pares, donde  $N$  es la constante que indica la relación de transmisión entre los dos pares en estado estacionario:

$$T_t = T_g \cdot N \quad (12)$$

Por último, para la carga parcial de la turbina se tiene la siguiente relación:

$$T_g^* = K_{C_p} \cdot \omega_t^2 \quad (13)$$

Donde  $K_{Cp}$  es un parámetro que depende de las características de la turbina. Este se obtiene a partir de las ecuaciones siguientes:

$$K_{Cp} = C_{p0} \cdot \pi \cdot \frac{1}{2} \cdot R^5 \cdot \frac{\rho}{\lambda_0^3} \quad (14)$$

$$C_{p0} = \frac{c_1 \cdot c_2}{c_7} - \frac{c_6 \cdot c_7 + c_2}{c_2} \quad (15)$$

$$\lambda_0 = \frac{c_2 \cdot c_7}{c_7 \cdot c_2 \cdot c_9 + c_7 \cdot c_6 + c_2} \quad (16)$$

### Parámetros característicos de la turbina utilizada

Como se ha observado en el último apartado hay un cierto número de parámetros que dependen de la turbina. Los parámetros utilizados han sido obtenidos de [\[26, 28\]](#), a continuación se relacionan los parámetros con sus valores respectivos escogidos para este proyecto:

- $C_1 = 0,73$
- $C_2 = 151$
- $C_3 = 0,58$
- $C_4 = 0,0002$
- $C_5 = 2,14$
- $C_6 = 13,2$
- $C_7 = 18,4$
- $C_8 = -0,02$
- $C_9 = -0,003$
- $R = 41,7 \text{ m}$
- $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$
- $J_t = 1,6 \cdot 10^6 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$
- $J_g = 100 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$
- $N = 105$
- $D = 7,5 \cdot 10^5 \text{ Nms/rad}$
- $K \text{ o } stf = 12 \cdot 10^7 \text{ Nm/rad}$

### Esquemas de simulación

En los apartados anteriores se han explicado todas las ecuaciones y parámetros que forman parte del segundo bloque del modelo. A continuación, se mostrarán los esquemas de SIMULINK para ver cómo trabaja este bloque y se obtiene la potencia de las previsiones de viento.

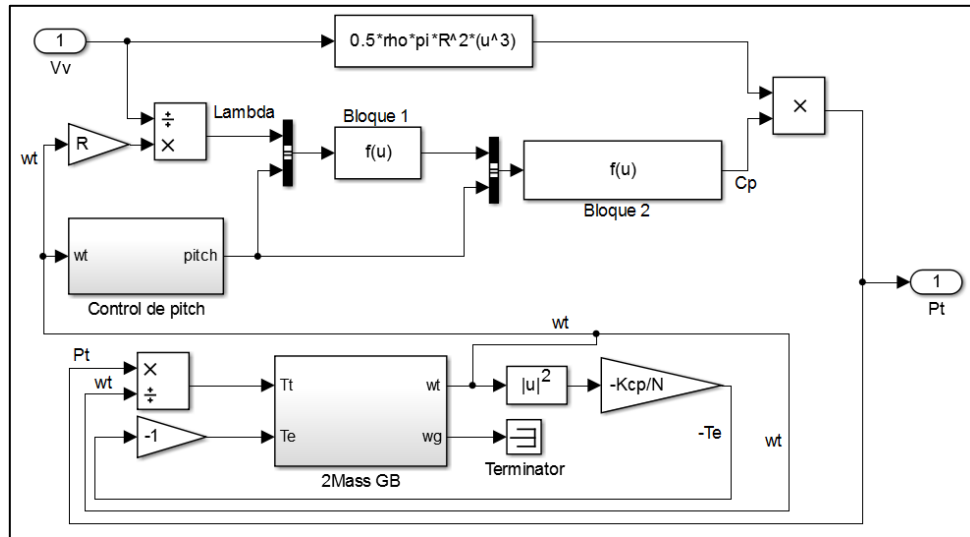


Figura 19: Esquema general del bloque de potencia SIMULINK

Como se puede observar en la Figura 19 se tienen cuatro bloques internos en el modelo que realizan combinación de elementos, a continuación se realizará la explicación de estos cuatro bloques.

#### Bloque 1

Este bloque es el encargado de realizar las operaciones de la función (7) y como parámetros de entrada utiliza el ángulo  $\beta$  y la función  $\lambda$ .

#### Bloque 2

Como el bloque 1 este bloque se encarga de realizar las operaciones de una función determinada, concretamente de la función (6). Este bloque comparte un parámetro de entrada con el bloque anterior, concretamente el ángulo de pitch, el otro parámetro de entrada es precisamente el cálculo obtenido del bloque 1 ( $1/\lambda$ ). De este bloque se obtiene la función  $C_p$ .

#### Bloque 2 Mass GB

Este es el bloque secundario más complejo el cual permite calcular el par y la velocidad de giro de la turbina. A continuación se muestra el esquema de SIMULINK para este bloque Figura 20:

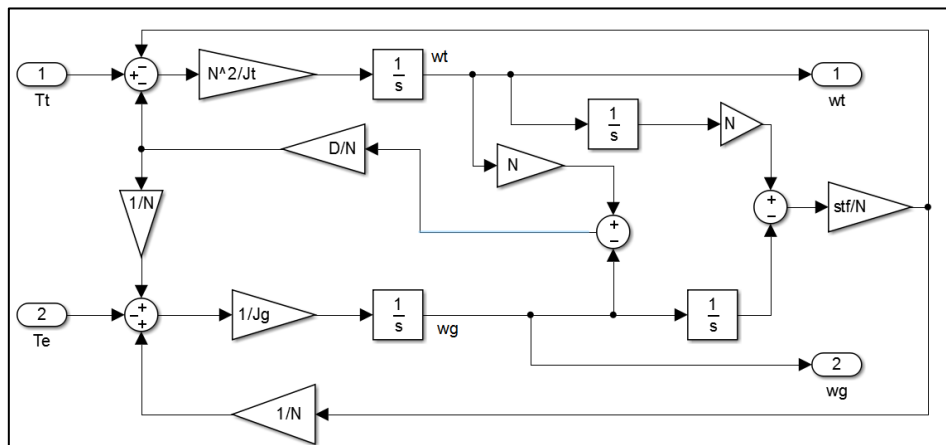


Figura 20: Esquema del bloque 2 Mass GB en SIMULINK

### Bloque Control de pitch

El último de los bloques es el que permite el control del ángulo de pitch, como se podrá apreciar en el esquema, este bloque necesita los parámetros del controlador que dependen del parámetro N de la turbina, las ecuaciones para calcularlos son las siguientes:

$$K_{pw} = \frac{0,14 \cdot N \cdot 60}{2 \cdot \pi \cdot 100} \quad (17)$$

$$K_{iw} = \frac{0,06 \cdot N \cdot 60}{2 \cdot \pi \cdot 100} \quad (18)$$

El esquema para este bloque se muestra en la Figura 21:

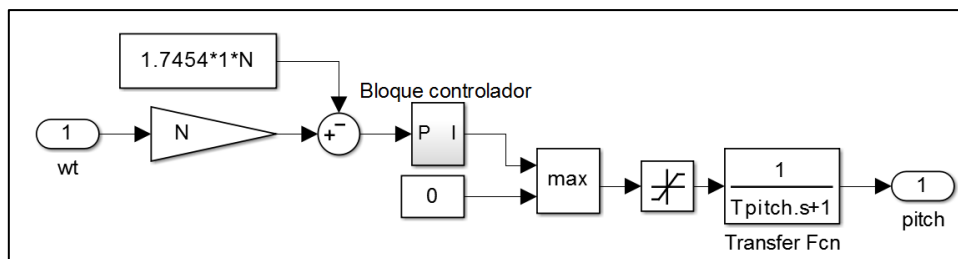


Figura 21: Esquema del bloque control de pitch en SIMULINK

Como se puede observar este bloque tiene integrado otro bloque en su interior, éste último lleva incorporados los parámetros de control para el integrador, el esquema interno de este bloque es el siguiente Figura 22:

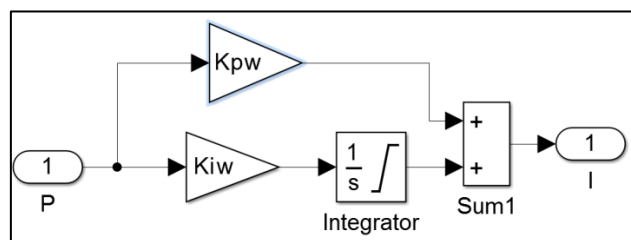


Figura 22: Esquema del bloque controlador en SIMULINK



## 8. ANÁLISIS DEL MÉTODO Y SU ERROR

En el apartado anterior se han estudiado dos métodos de previsión utilizados en el sistema eléctrico español y se ha explicado el funcionamiento de nuestro método. En este apartado el objetivo es comparar el sistema de previsión del proyecto con el método SIPREOLICO, que es el que se utiliza actualmente en REE. Para realizar dicha comparación se utilizarán los errores relativos de los dos métodos. Esta forma de comparar los métodos viene justificada porque las penalizaciones que se desean estudiar en este proyecto vienen dadas por el error de previsión, por lo que interesa que el programa utilizado en el proyecto se asemeje a los programas utilizados en la actualidad.

### 8.1. ANÁLISIS DEL ERROR RELATIVO DE SIPREOLICO

Para el futuro análisis del método es necesario obtener dos datos del error de SIPREOLICO. En primer lugar es necesario obtener el error medio relativo de todos los horizontes dentro de la ventana de horizontes de 0 a 36 horas, para este dato se ha utilizado el gráfico de la Figura 23:

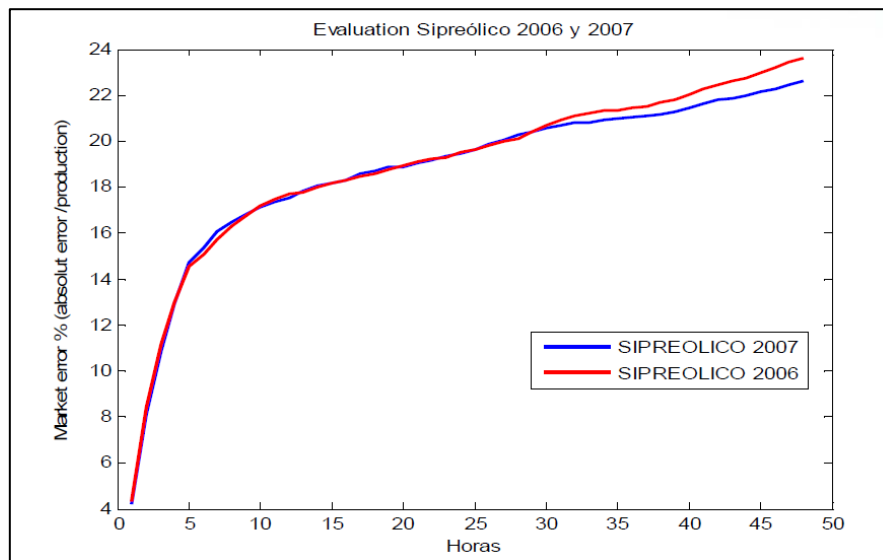


Figura 23: Gráfico del error en función del horizonte temporal para SIPREOLICO [29]

Según este gráfico el error mínimo de SIPREOLICO es de un 4% y el error para el horizonte 36 es aproximadamente de un 21%. Estos datos sirven para una evaluación general del método, pero el segundo dato importante es evaluar que sucede con los horizontes entre 12 y 36 horas que son los utilizados para el mercado horario. Como se puede observar en el gráfico a partir de las 12 horas y hasta las 36 se puede considerar que el error en función del horizonte sigue una ley lineal, con los datos del gráfico se ha obtenido el promedio del error entre esos horizontes temporales y la línea de regresión. Ambos datos se muestran en el siguiente gráfico Figura 24:

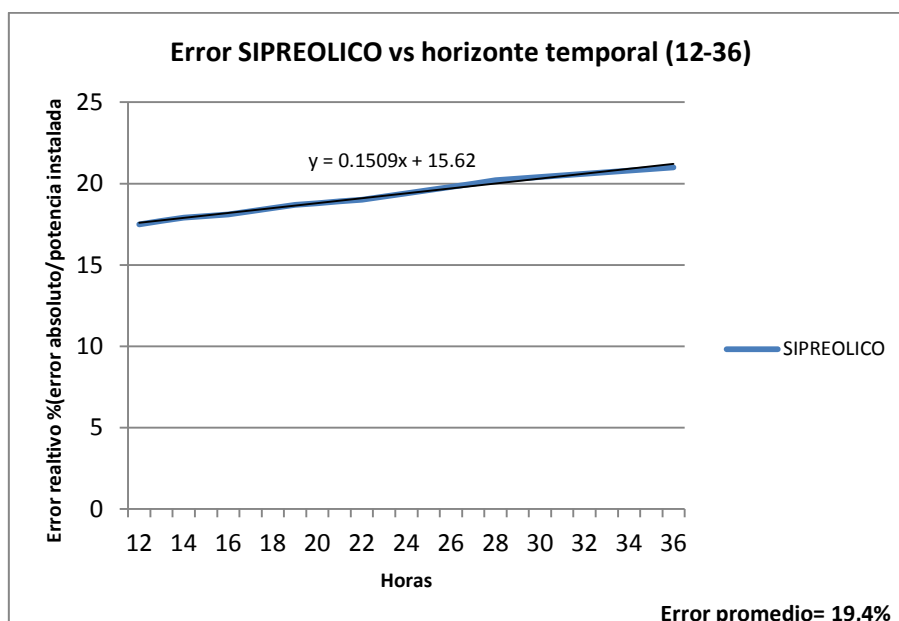


Figura 24: Error de SIPREOLICO en función del horizonte temporal (12-36 horas)

## 8.2. ANÁLISIS DEL ERROR RELATIVO DEL MÉTODO DEL PROYECTO

Antes de realizar el análisis del error se presentarán los datos obtenidos del segundo bloque del modelo. Como se ha comentado en apartados anteriores se han realizado 7 simulaciones diferentes, cada una de ellas con un horizonte de previsión máximo diferente, desde 2 horas hasta 36, por lo que se deberán evaluar las previsiones que se han realizado con los diferentes horizontes.

### 8.2.1. DATOS SALIDA DEL MÉTODO

El método de previsión del proyecto se ha programado para realizar la previsión de un total de 4416 horas, este número de horas viene dado, por los datos disponibles de precios de penalizaciones por desvíos y de la energía de los meses de mayo a octubre del año 2013, que suman un total de 184 días.

Para poder apreciar las diferencias entre horizontes de previsión y el error de previsión a continuación se muestran tres gráficos de los datos simulados para una semana con tres horizontes máximos de previsión diferentes, para 24 horas, 6 horas y 2 horas (Figura 25, Figura 26 y Figura 27).

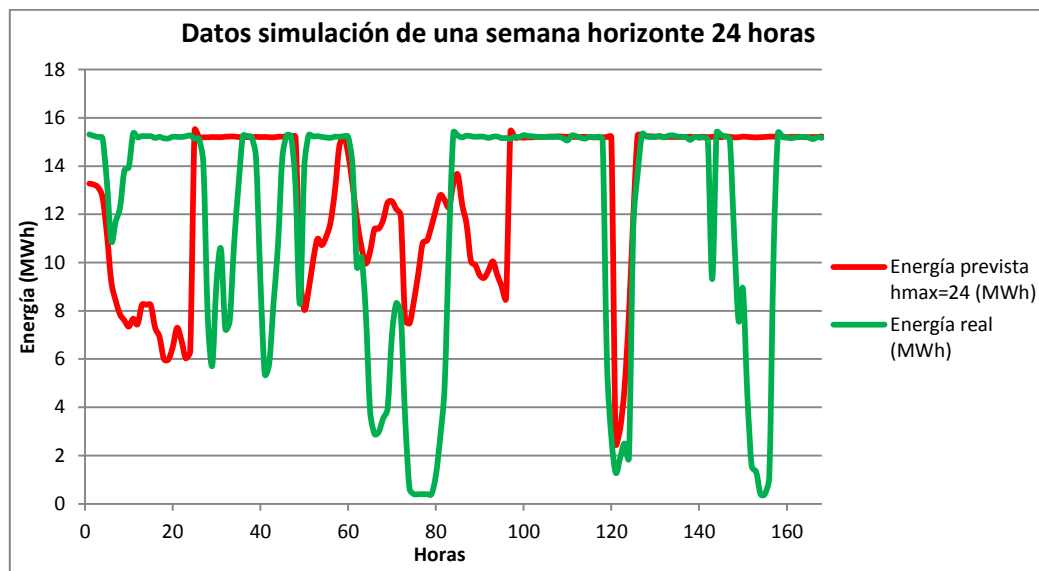


Figura 25: Datos de la simulación de una semana con horizonte 24h

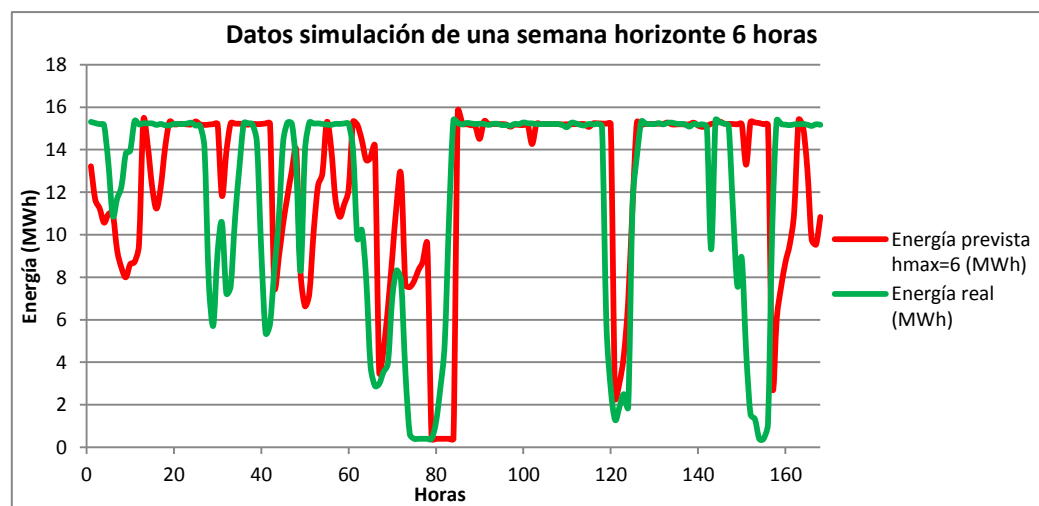


Figura 26: Datos de la simulación de una semana con horizonte 6h

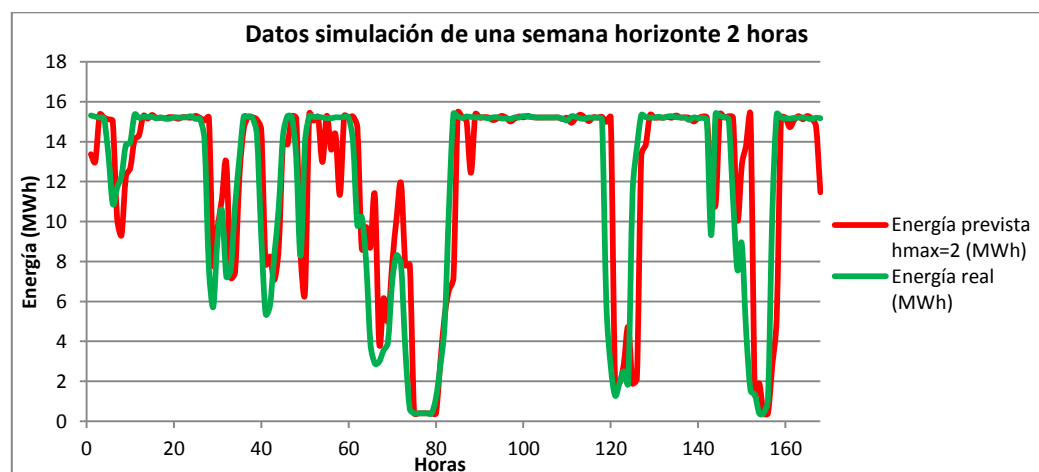


Figura 27: Datos de la simulación de una semana con horizonte 2h

### 8.2.2. ANÁLISIS DEL ERROR EN FUNCIÓN DEL HORIZONTE TEMPORAL

En los gráficos del apartado anterior se puede observar como el horizonte temporal afecta a las previsiones, en la Tabla 2 se presenta un resumen con los datos del error medio y máximo para todos los horizontes temporales de las simulaciones realizadas. Esta tabla nos permite situar el error de previsión de nuestro método para cada horizonte de previsión.

Tabla 2: Datos de la simulación de una semana con horizonte 2h

Horizonte temporal (horas)	Error máximo	Error medio
36	94%	32%
24	94%	32%
12	94%	28%
8	96%	25%
6	97%	22%
4	97%	18%
2	97%	13%

En esta tabla se puede apreciar un hecho que ya se insinuaba en los gráficos anteriores: el método de previsión desarrollado, como SIPREOLICO, empeora su previsión con el horizonte de previsión, como se presenta en la Figura 28.

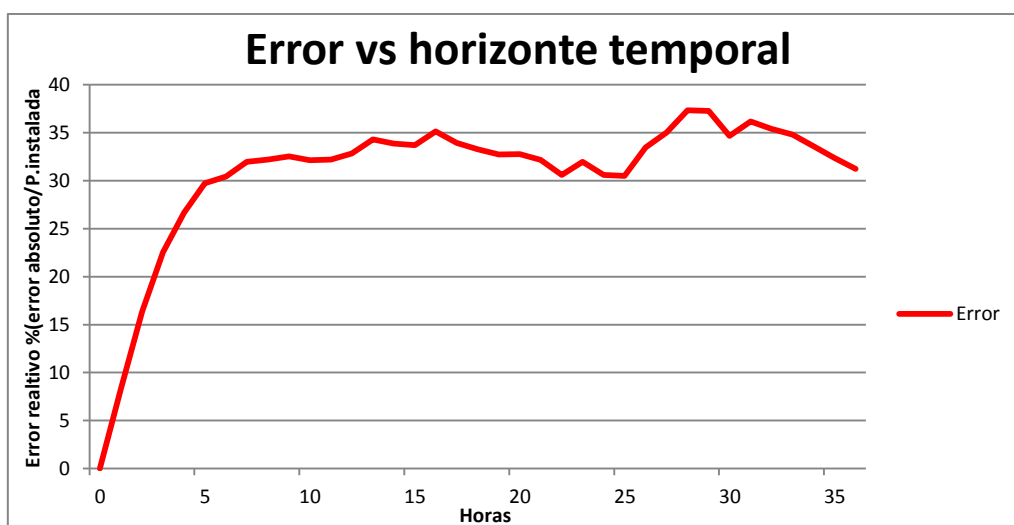


Figura 28: Error de previsión en función del horizonte

### 8.3. COMPARACIÓN DEL MÉTODO DEL PROYECTO CON SIPREOLICO

Una vez realizado el estudio de cada método por separado se debe comparar el método del proyecto con SIPREOLICO para seleccionar un horizonte de previsión para realizar el resto del proyecto. En primer lugar, es necesario comparar los dos métodos globalmente. La Figura 29 muestra un gráfico comparativo global.

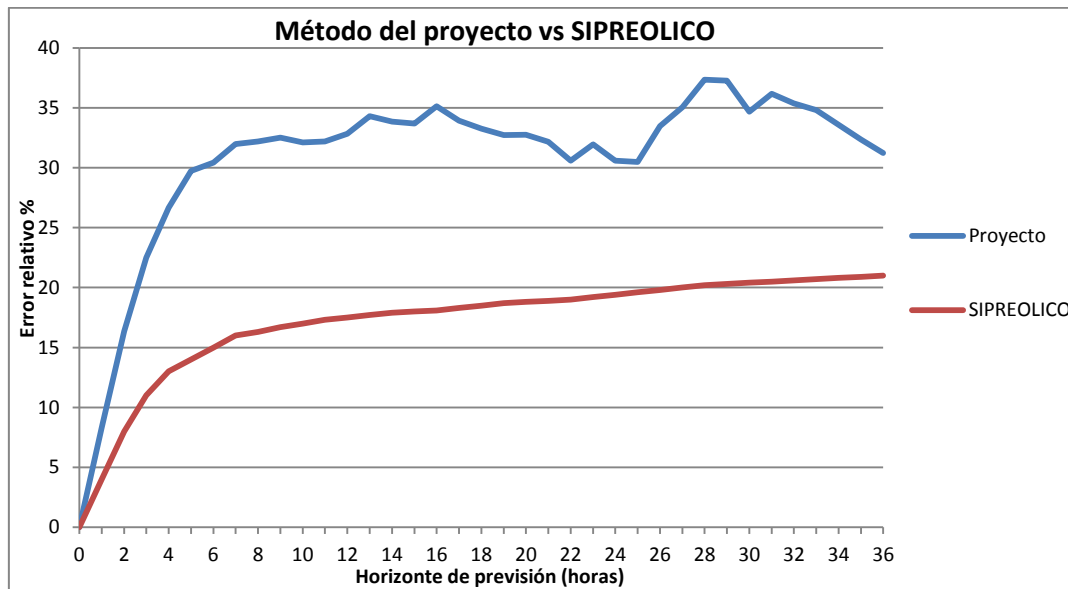


Figura 29: Comparativa de SIPREOLICO con el método del proyecto

Como se observa en esta figura, SIPREOLICO tiene un error relativo menor que el método del proyecto, entre unos 10 y unos 15 puntos mejor. Con este dato se concluye que si se realizara el resto del proyecto con una simulación con un horizonte entre 12 y 36 horas el error de previsión sería mayor que los que tienen los productores eólicos actualmente, invalidando de esta forma el estudio del proyecto. Por este motivo hace falta fijar un horizonte que haga que el método de previsión se comporte, en cuanto al error se refiere, como se comportaría SIPREOLICO.

Para la elección de este horizonte es necesario plasmar los datos del apartado 8.1, concretamente el referente al error de SIPREOLICO entre las 12 y 36 horas. El error promedio entre estos horizontes es del 19,4% desde un valor del 17,43% para 12 horas hasta un valor del 21,05% para el horizonte de 36 horas.

De los datos de la simulación del método del proyecto se tienen tres horizontes temporales cercanos al error de SIPREOLICO, el horizonte de 6 horas con un 22%, el horizonte de 4 horas con un error del 18% y el horizonte de 2 horas con un error del 13%. Se realizará el estudio con el horizonte de 2 horas siendo ésta la situación peor para la aplicación de este proyecto, al tener un error de previsión menor al de SIPREOLICO. Esta elección se basa en previsión de futuras mejoras en los métodos de previsión.

## 9. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Debido a la variabilidad de la generación eólica y a los problemas que esta genera, por un lado a los productores eólicos y por otro lado al operador de la red. Una opción para poder aprovechar la energía eólica generada, en el momento en que sea requerida, es mediante la utilización de sistemas de almacenamiento de energía. En este apartado se presentarán los diferentes sistemas que podrían ser potencialmente utilizados para aplicaciones en el sistema eléctrico.

### 9.1. ALMACENAMIENTO DE AGUA BOMBEADA ENTRE EMBALSES

El sistema de almacenamiento energético más utilizado en el sistema eléctrico español, si no se tienen en consideración los combustibles fósiles y el combustible para las centrales nucleares, es el almacenamiento de agua bombeada en embalses. El principio de funcionamiento básico de este tipo de almacenamiento es el aprovechamiento de la energía potencial del agua. En la Figura 30 se puede apreciar el funcionamiento de este sistema que consta de dos embalses y una turbina reversible conectada a la red eléctrica. El sistema contiene agua almacenada tanto en el depósito superior como en el inferior, cuando el sistema detecta una necesidad de producción de energía se deja caer agua del embalse superior al inferior a través de una turbina que producirá energía. En caso contrario, que el sistema detecte que hay un exceso de energía la turbina cambiará el sentido y bombeará agua del depósito inferior al superior.

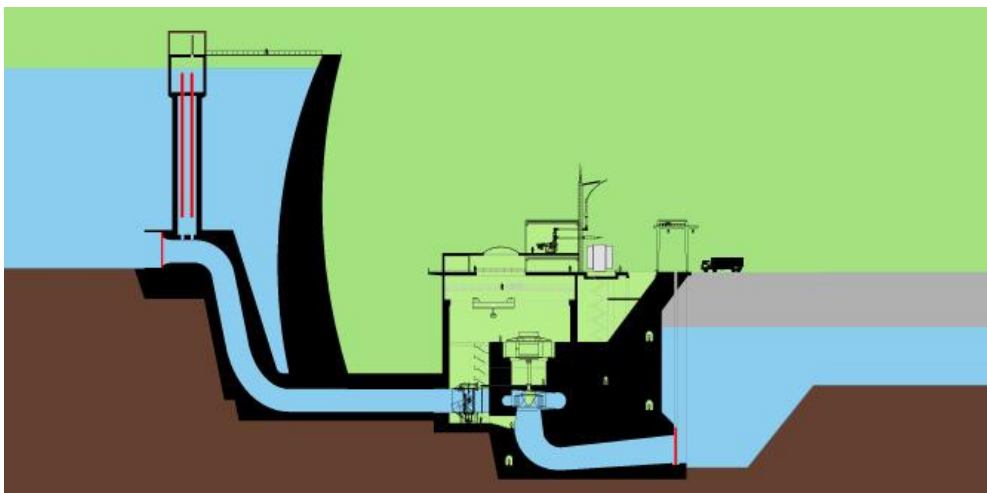


Figura 30: Sistema de almacenamiento y bombeo de agua [\[30\]](#)

Este sistema de almacenamiento permite disponer de altos caudales de energía de una forma casi instantánea. El inconveniente principal del mismo es la necesidad, si se quiere tener gran capacidad energética, de una gran superficie para realizar el embalse. Los costes aproximados de esta tecnología de almacenamiento son entre 500€ y 1500€ el kW y entre 10€ y 20€ el kWh, con una eficiencia energética de entre el 65% y el 80%, por otro lado la vida útil de este tipo de centrales está entre 30 y 50 años, tal como se indica en [\[31, 32, 33\]](#).

### 9.2. ALMACENAMIENTO DE AIRE COMPRIMIDO

Este sistema de almacenamiento está menos desarrollado que el anterior y a nivel ecológico tiene menos atractivo que el anterior, puesto que su aplicación depende de combustibles

fósiles, aunque su función es precisamente mejorar el rendimiento de las centrales que los utilizan, en la Figura 31 se muestra el esquema de una central basada en este tipo de tecnología. El funcionamiento de este sistema es el siguiente: un motor absorbe energía de la red eléctrica, cuando hay un exceso de oferta, comprimiendo aire en un compresor y almacenando este aire comprimido en un depósito subterráneo. Cuando la central detecta que la demanda supera a la oferta se deja de consumir energía y se utiliza la segunda parte de la central, el aire comprimido en el depósito es liberado y conducido hacia una turbina donde se mezcla con gas natural para producir energía eléctrica en un generador.

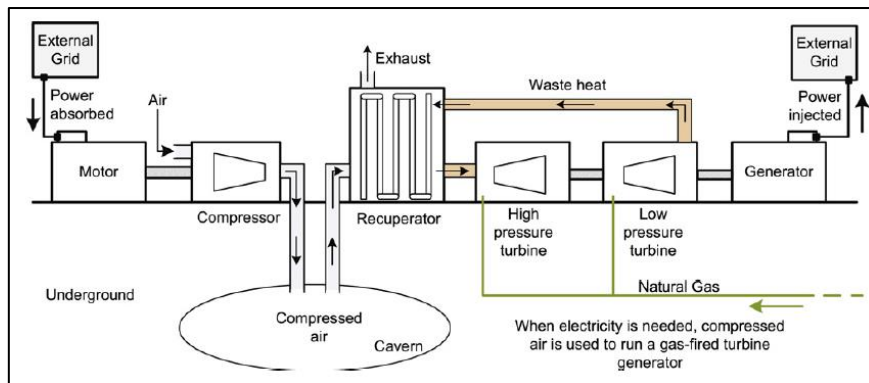


Figura 31: Esquema central de almacenamiento basado en aire comprimido [31]

La eficiencia de este tipo de centrales está alrededor del 70%. Los costes de este tipo de central son aproximadamente de 1000\$ por kW instalado y de 10\$ por kWh según [33]. Se disminuye el coste del sistema anterior, pero se mantiene una dependencia con los combustibles fósiles y por lo tanto se favorece la generación de gases causantes del efecto invernadero ( $\text{CO}_2$ ).

### 9.3. ALMACENAMIENTO BASADO EN EL HIDRÓGENO

El sistema de almacenamiento basado en el hidrógeno tiene como base de su funcionamiento la electrolisis del agua y la generación de electricidad con pilas de combustible. En la Figura 32 se muestra el funcionamiento. Tal y como se producía en los métodos de almacenamiento anteriores, en este sistema también se diferencian dos fases. La fase de almacenamiento, cuando la oferta supera a la demanda y la fase de producción, cuando es la demanda que supera a la oferta. En la primera fase se consume energía de la red eléctrica que se conduce al sistema de electrolisis, donde se obtendrá el hidrógeno. Este hidrógeno se almacenará en un depósito para ser utilizado cuando se produzca la segunda fase. En esta segunda fase se utiliza una pila de combustible que utiliza el hidrógeno y aire para producir electricidad y da como residuos agua, hidrógeno y calor.

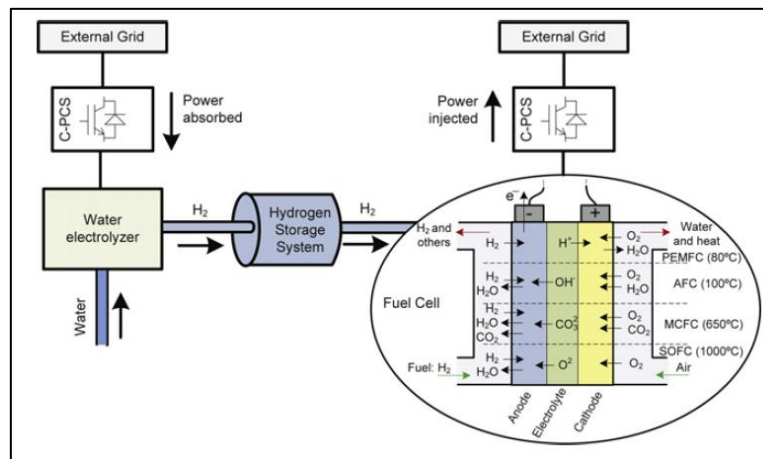


Figura 32: Esquema central de almacenamiento basado en el hidrógeno [31]

Este sistema de almacenamiento no se utiliza para aplicaciones de gran potencia debido a su baja eficiencia energética. Según [32] la eficiencia de la electrolisis es de un 70% y la de la pila de combustible de un 50%, combinando estos datos se obtiene una eficiencia del 35% para el sistema. De acuerdo con [31] la eficiencia puede ser de hasta un 42%, este estudio añade además que los costes son de un orden de magnitud muy superior a los anteriores, para aplicaciones de gran potencia. Además añade que la vida útil es inferior, alrededor de los 15 años, por eso actualmente no se plantea el uso de esta tecnología para aplicaciones de gran potencia.

#### 9.4. ALMACENAMIENTO POR VOLANTES DE INERCIA

Los tres sistemas de almacenamiento citados anteriormente tenían la capacidad de inyectar o absorber energía continuamente por un período de tiempo de varias horas o incluso días. El sistema de almacenamiento por volantes de inercia, en cambio es un sistema de baja capacidad de energía. No obstante su principal característica es su casi instantáneo tiempo de respuesta y su alta ciclabilidad, es decir, su alta capacidad por realizar ciclos de carga y descarga sin que esto genere una reducción en la durabilidad. Esta característica lo convierte en un sistema interesante para aplicaciones de mejora de calidad de suministro, en las que se deba absorber e inyectar energía continuamente. En la Figura 33 se muestra esquema de este sistema de almacenamiento.

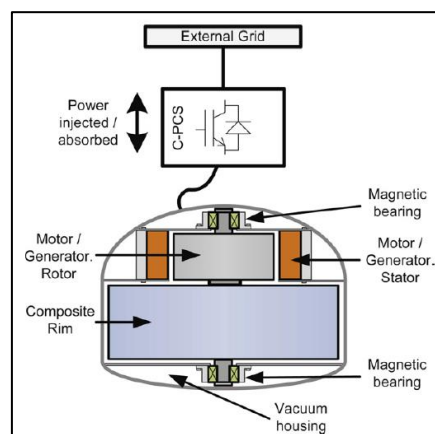


Figura 33: Esquema del sistema de almacenamiento por volante de inercia [31]



### 9.5. ALMACENAMIENTO POR CONDENSADORES

El funcionamiento de este sistema de almacenamiento se basa en celdas con electrodos, tal y como sucede con las baterías, pero en este sistema la baja tensión no produce reacciones de reducción. La energía que es capaz de almacenar es directamente proporcional a la capacidad.

En cuanto a las características técnicas que permiten relacionarlo con los otros métodos la principal ventaja es que puede, según [31], tener una vida útil de entre  $5 \cdot 10^4$ - $5 \cdot 10^5$  ciclos. Si se tiene en cuenta que la vida útil del almacenamiento de hidrógeno es de unos 15 años para 20000 ciclos de vida, podemos considerar este sistema como el más longevo de los analizados. En cuanto a su eficiencia se comporta de forma parecida a los volantes de inercia, tiene una eficiencia de partida de entre el 75% i el 85%. No obstante, como los volantes las pérdidas son muy importantes alcanzando el 20% en 12 horas, por lo que no es un sistema conveniente para almacenamiento de larga duración. Por último, se encuentra que el coste es su mayor desventaja, teniendo un coste energético de alrededor de 9500\$ por kWh unas diez veces el del sistema del volante de inercia, por ejemplo.

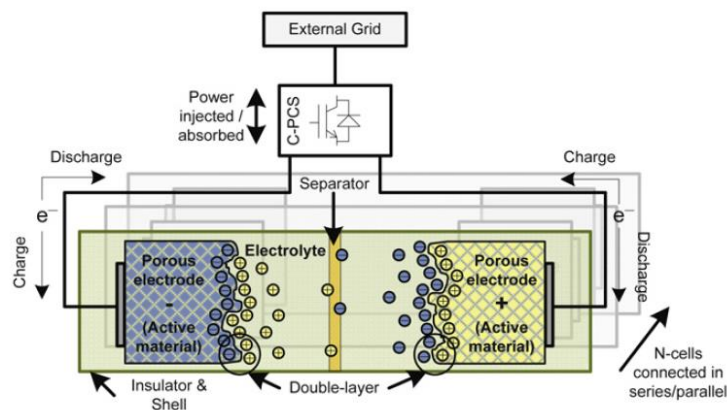


Figura 34: Esquema del sistema de almacenamiento por condensadores [31]

Con estos datos se puede establecer que el almacenamiento por condensadores será adecuado para mejorar la calidad del suministro. Como los volantes de inercia, este sistema de poca capacidad, tiene una alta ciclabilidad y muy rápido tiempo de respuesta.

### 9.6. ALMACENAMIENTO POR SUPERCONDUCTORES

Este sistema de almacenamiento energético es el menos desarrollado de todos los citados, su funcionamiento se basa en la capacidad que tiene una bobina para almacenar energía. Siguiendo la ecuación 19 se tiene que la energía depende del coeficiente de autoinducción ( $L$ ) y la intensidad ( $I$ ), por lo que aumentando la intensidad se puede conseguir almacenar una gran cantidad de energía. Por la ley de ohm (20) se sabe que la intensidad depende del voltaje y de la resistencia. Para aumentar la intensidad, por lo tanto, se debe aumentar la tensión o disminuir la resistencia. Los superconductores se basan en esta segunda opción. Esto se consigue utilizando el material Niobio-Titanio para la bobina y disminuyendo la temperatura de ésta hasta 5K, de esta forma se consigue tener una resistencia muy pequeña que permite almacenar una gran cantidad de energía en forma de campo magnético.

$$E = \frac{1}{2} \cdot L \cdot I^2 \quad (19)$$

$$I = \frac{V}{R} \quad (20)$$

Este sistema de almacenamiento permite una eficiencia energética de hasta el 95% según [32], pero tiene dos inconvenientes que están dificultando su penetración en el mercado eléctrico. El primer inconveniente es el elevado coste del sistema de refrigeración capaz de mantener el bobinado a temperaturas de  $-270^{\circ}\text{C}$ . El segundo inconveniente es que para potencias elevadas de 5000-10000 MWh, se requieren bobinas de 100 metros de diámetro que producen grandes campos magnéticos. Para limitar los costes estos sistemas deben ser construidos en el subsuelo.

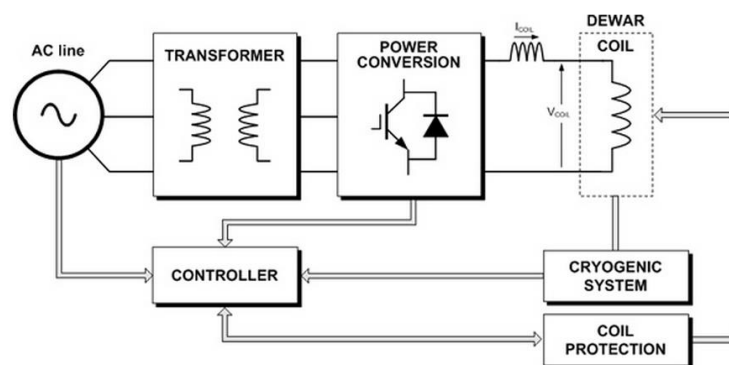


Figura 35: Esquema del sistema de almacenamiento por superconductor [34]

## 9.7. ALMACENAMIENTO POR BATERÍAS

El almacenamiento por baterías tiene una gran variedad de aplicaciones que ha producido un gran desarrollo de este tipo de almacenamiento. Algunas de las aplicaciones más utilizadas son: almacenamiento energético para dispositivos electrónicos (móviles, cámaras, ordenadores, etc.) y almacenamiento energético para vehículos, ya sean las clásicas baterías de coches y camiones para el motor de arranque y otras aplicaciones o las baterías más grandes para los nuevos vehículos híbridos y eléctricos.

Debido a la gran variedad de aplicaciones se han desarrollado una gran variedad de tecnologías, pero el funcionamiento básico para todas estas tecnologías es equivalente. El almacenamiento por baterías se basa en almacenamiento energético electroquímico, el intercambio energético se desarrolla en una celda que contiene dos electrodos conductores sumergidos en electrolito. Estas celdas pueden conectarse en paralelo, en serie o combinar ambas para conseguir la tensión y capacidad deseadas. Cabe añadir que este tipo de almacenamiento tiene un grado de madurez muy elevado, ya que algunas de sus tecnologías han sido estudiadas desde hace unos 150 años. A continuación se explicarán las tecnologías más utilizadas y desarrolladas de este tipo de almacenamiento:

### 9.7.1. BATERÍAS DE PLOMO Y ÁCIDO

Ésta es la tecnología más madura de las desarrolladas. Tal como se ha comentado en el apartado anterior tiene un recorrido de más de un siglo, y ha sido durante muchos años la más

utilizada y difundida alrededor del mundo. El funcionamiento de este tipo de batería se basa en el plomo (Pb) y el ácido sulfúrico ( $\text{H}_2\text{SO}_4$ ). Por un lado se tiene el electrodo positivo formado de óxido de plomo ( $\text{PbO}_2$ ) y por el otro se tiene el electrodo negativo formado por Pb, mientras que el electrolito está formado por  $\text{H}_2\text{SO}_4$  y agua ( $\text{H}_2\text{O}$ ). Durante la fase de descarga los dos electrodos se convierten en plomo sulfatado ( $\text{PbSO}_4$ ) y en la fase de carga ambos electrodos vuelven a su estado original. En la Figura 36 se muestra el esquema de la batería, donde se puede apreciar la reacción química que se produce en el electrolito.

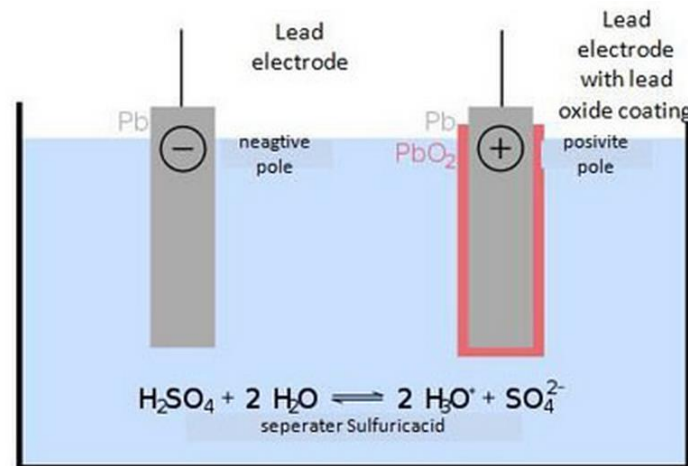


Figura 36: Esquema de una batería de plomo ácido [37]

La madurez técnica de este tipo de tecnología hace que haya una gran variedad de soluciones con una gran disparidad en los costes, a continuación se muestra un resumen de los costes, rendimientos y esperanza de vida que indican diferentes estudios realizados sobre la tecnología:

Tabla 3: Estudio de costes y características de las baterías de plomo-ácido

Coste energético (€ o \$/KWh)	Coste de capacidad (€ o \$/KW)	Coste de mantenimiento (€ o \$/KW-año)	Eficiencia energética (%)	Esperanza de vida (Años)	Esperanza de vida (Ciclos)	Perdidas (% de la carga)	Estudio
50-270 €/KWh	-	-	75-80	5-15	1200-1800	< 0,1	[31]
150-200 \$/KWh	125 \$/KW	5-15 \$/KW-año	75-80	-	-	-	[33]
210-270 €/KWh	190-200 €/KW	0,95-2 €/KW-año	75-85	5-8	-	-	[35]
400 \$/KWh	330 \$/KW	-	75-80	-	2000-20000	-	[36]

Los costes de esta tecnología, su madurez técnica, que lleva por ejemplo a una alta reciclabilidad de sus componentes, hace que esta tecnología se utilice ampliamente en los mercados del automóvil como batería para los sistemas eléctricos de los automóviles tradicionales.

### 9.7.2. BATERÍAS DE NÍQUEL Y CADMIO

Esta tecnología fue desarrollada a mediados del siglo XX. Los componentes y funcionamiento de este tipo de baterías es el siguiente: las baterías tienen el electrodo positivo de níquel (Ni) y el electrodo negativo de cadmio (Cd), mientras que el electrolito es una solución de hidróxido de potasio (KOH). Durante la fase de descarga el electrodo negativo pasa a ser hidróxido de níquel ( $\text{Ni(OH)}_2$ ) y el electrodo negativo hidróxido de cadmio ( $\text{Cd(OH)}_2$ ), en cambio, durante la

fase de carga el electrodo positivo se convierte en (NiOH) y el negativo en Cd tal como se muestra en la Figura 37.

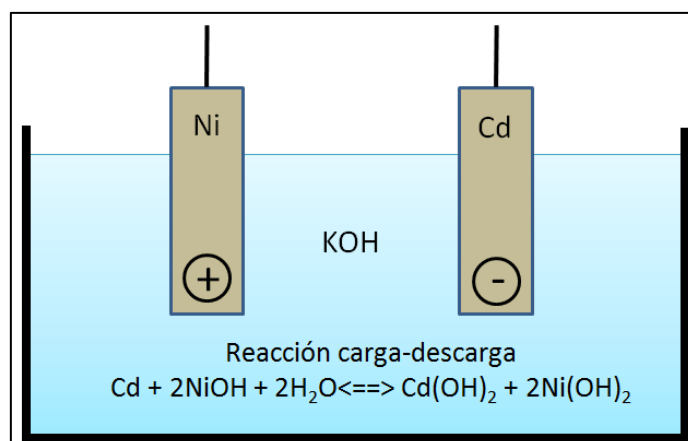


Figura 37: Esquema de la reacción de una batería de níquel-cadmio

Aunque este tipo de tecnología tiene un elevado grado de madurez, no está tan extendida como la de plomo-ácido. Además del gap tecnológico el níquel y el cadmio son elementos tóxicos para los seres humanos, lo que ha llevado a las instituciones europeas a legislar sobre este tipo de baterías, exigiendo que los elementos de éstas se puedan reciclar en un 75% [31]. A continuación se muestra un resumen de los costes y características que presenta esta tecnología en la actualidad:

Tabla 4: Estudio de costes y características de las baterías de níquel-cadmio

Coste energético (\$/KWh)	Coste de capacidad (\$/KW)	Coste de mantenimiento (\$/KW-año)	Eficiencia energética (%)	Esperanza de vida (Años)	Esperanza de vida (Ciclos)	Perdidas (% de la carga)	Estudio
400-2400	-	-	75	13-20	3500	0,1-0,2	[31]
900	250	5	-	10	-	-	[33]

### 9.7.3. BATERÍAS DE SODIO Y AZUFRE (NAS)

De las tecnologías citadas hasta este punto ésta es la que se ha desarrollado más recientemente, pero por los estudios realizados tiene un gran potencial para sustituir otro tipo de tecnologías. El funcionamiento de este tipo de batería es el siguiente: el electrodo positivo está compuesto de azufre (S) mientras que el electrodo negativo está compuesto de sodio (Na), como electrolito se utiliza la alúmina (Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>). En el proceso de descarga el sodio se transforma en ion sodio Na<sup>+</sup> y el azufre se transforma en ion sulfuro S<sup>-2</sup>, una vez descompuestos se unen formando el sodio poli sulfato Na<sub>2</sub>S<sub>x</sub>. En el proceso de carga de esta reacción ocurre a la inversa, el Na<sub>2</sub>S<sub>x</sub> se descompone volviendo al estado original. En la Figura 38 se muestra las ecuaciones químicas debidamente equilibradas para este proceso, así como un esquema de la batería.

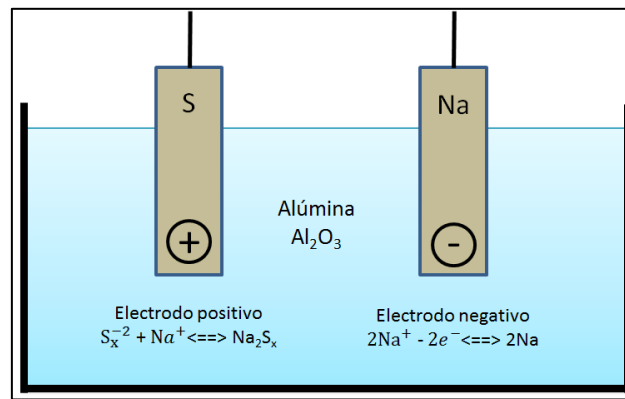


Figura 38: Esquema de una batería de sodio y azufre

Una vez entendido el funcionamiento de la batería se deben estudiar las características económicas y su capacidad para el mercado eléctrico. A continuación se muestra una tabla con las diferentes características de este tipo de baterías, pero una de las características que hacen más atractiva esta tecnología es que se puede reciclar en un 99% según [31].

Tabla 5: Estudio de costes y características de las baterías de sodio y azufre

Coste energético (€ o \$/KWh)	Coste de capacidad (€ o \$/KW)	Coste de mantenimiento (€ o \$/KW-año)	Eficiencia energética (%)	Esperanza de vida (Años)	Esperanza de vida (Ciclos)	Perdidas (% de la carga)	Estudio
210-450 €/KWh	-	-	75-87	10-20	2500	0%	[31]
600 \$/KWh	150 \$/KW	20 \$/KW-año	70	-	2500	-	[33]
210-250 €/KWh	125-250 €/KW	0,6-2,5 €/KW-año	75-90	10-15	-	-	[35]
350 \$/KWh	350 \$/KW	-	75	-	3000	-	[36]

Es una tecnología relativamente joven, pero se observa que, por el momento, tiene unos costes bastante próximos a los de las baterías de plomo-ácido, una durabilidad similar, no tienen pérdidas y son reciclables en un 99% lo que hace pensar que este tipo de baterías puede convertirse en un buen sustituto para las baterías de plomo-ácido.

#### 9.7.4. BATERÍAS DE ION LITIO

Este tipo de tecnología está muy desarrollada para aplicaciones de pequeña capacidad como, por ejemplo, telefonía móvil. Según [31] actualmente se comercializan más de 2 billones de este tipo de baterías. El desarrollo de estas baterías se está centrando en adaptar sus características para aplicaciones de alta capacidad.

El funcionamiento de este tipo de baterías está basado en la circulación de los iones de litio (Li). El electrodo positivo está compuesto por óxido de litio y cobalto (LiCoO<sub>2</sub>), mientras que el electrodo negativo está formado por grafito (C), el electrolito está formado por líquido no acuoso orgánico como por ejemplo policarbonato el cual contiene sales como LiClO<sub>4</sub> disueltas. Durante el período de carga como se muestra en la Figura 39, los iones litio van del electrodo positivo al negativo, en cambio, en la fase de descarga la dirección de los iones se invierte.

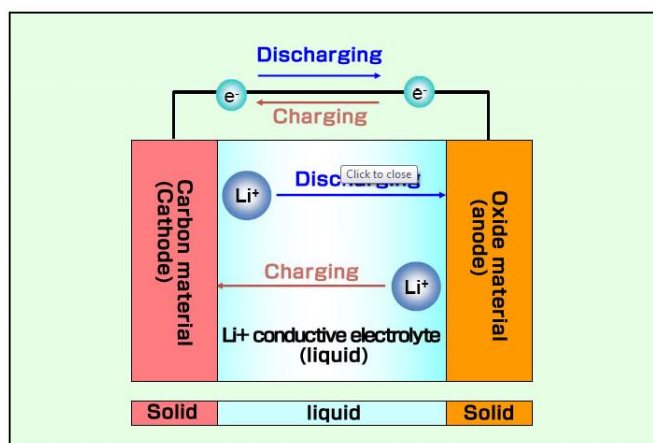


Figura 39: Esquema del funcionamiento de una batería de ion litio [38]

Este tipo de tecnología tiene como principal atractivo su capacidad para realizar la carga y descarga en un período de tiempo muy corto, según [31] se puede alcanzar un 90% de la carga en 200 ms. Además de esta característica principal las características y los costes de esta tecnología se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 6: Estudio de costes y características de las baterías de ion litio

Coste energético (\$/KWh)	Coste de capacidad (\$/KW)	Coste de mantenimiento (€/\$/KW-año)	Eficiencia energética (%)	Esperanza de vida (Años)	Esperanza de vida (Ciclos)	Perdidas (% de la carga)	Estudio
900-1300	-	-	78-88	14-16	1500-3500	1-5	[31]
500	175	-	85	-	2000	-	[33]
600	400	-	85	-	4000	-	[36]

Las características de este tipo de baterías hacen pensar en su utilidad para aplicaciones de corto plazo, por sus elevadas pérdidas en comparación con otras tecnologías. A favor se tiene una esperanza de vida relativamente elevada y alta eficiencia energética.

#### 9.7.5. BATERÍAS DE FLUJO BASADAS EN EL VANADIO

El funcionamiento de este tipo de tecnología es radicalmente diferente de los anteriormente explicados. Mientras las tecnologías anteriores se tenían dos electrodos que reaccionaban con un mismo electrolito, en esta tecnología nos encontramos dos electrolitos separados en dos tanques, estos electrolitos son bombeados en una celda donde se produce la reacción entre ambos que están separados en la celda de intercambio por una membrana selectora de iones. Los electrolitos como los electrodos están diferenciados entre positivo y negativo, en esta tecnología el electrolito positivo está compuesto por  $V^{4+}/V^{5+}$  mientras que el electrolito negativo está compuesto por  $V^{2+}/V^{3+}$ , durante el proceso de carga el electrolito negativo se oxida en el ánodo mientras que el electrolito positivo se reduce en el cátodo. En la fase de descarga se produce el proceso contrario, es el electrolito positivo el que se oxida y el negativo el que se reduce tal como se muestra en la Figura 40.

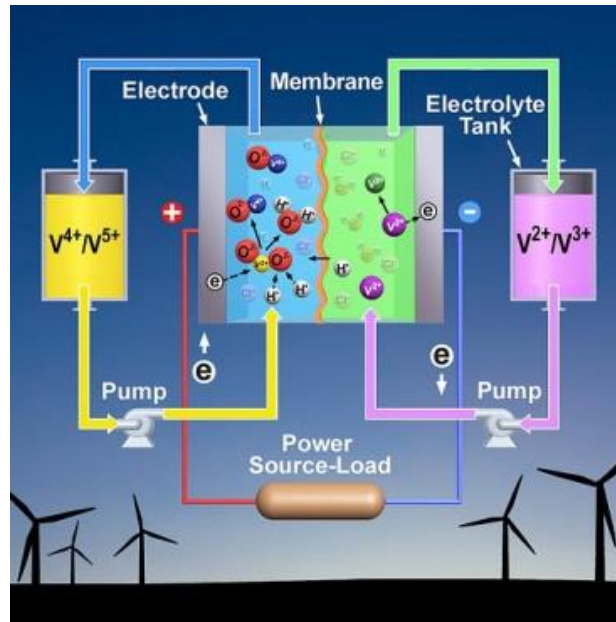


Figura 40: Esquema del funcionamiento de una batería de flujo basada en el vanadio [39]

Aun siendo una tecnología muy nueva este tipo de baterías tienen algunas ventajas respecto a los otros tipos de tecnologías anteriormente citados, la principal es que los costes de instalación se reducen al aumentar la capacidad del sistema, que depende del tamaño del depósito. A continuación se muestra una tabla con un resumen de características y costes de este tipo de tecnología según diferentes estudios:

Tabla 7: Estudio de costes y características de las baterías de flujo basadas en el vanadio

Coste energético (\$/KWh)	Coste de capacidad (\$/KW)	Coste de mantenimiento (€o\$/KW-año)	Eficiencia energética (%)	Esperanza de vida (Años)	Esperanza de vida (Ciclos)	Perdidas (% de la carga)	Estudio
600	-	-	65-88	14-16	1000-13000	<0,1	[31]
600	175	20	-	-	-	-	[33]
600	400	-	65	-	5000	-	[36]

#### 9.7.6. BATERÍAS DE FLUJO BASADAS EN EL ZINC Y EL BROMO

Como la tecnología anteriormente citada ésta basa su funcionamiento en depósitos de electrolitos que interactúan a través de una membrana en una celda central. En este caso el electrolito negativo está compuesto por iones de bromo (Br) y el electrolito positivo por iones de zinc (Zn). Tal como se muestra en la Figura 41 en la fase de carga se reduce el zinc y se oxida el bromo, y en la fase de descarga se produce la reacción inversa.



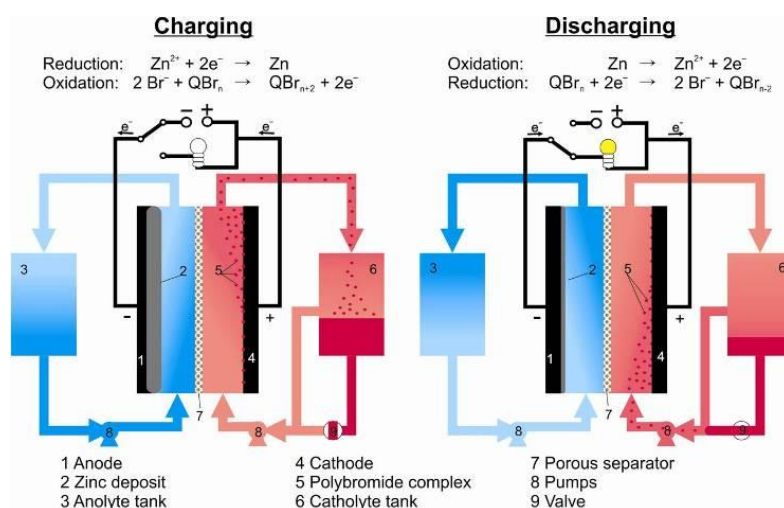


Figura 41: Esquema del funcionamiento de una batería de flujo basada en el Zn y el Br [40]

Tabla 8: Estudio de costes y características de las baterías de flujo basadas en el zinc y el bromo

Coste energético (\$/KWh)	Coste de capacidad (\$/KW)	Coste de mantenimiento (€/\$/KW-año)	Eficiencia energética (%)	Esperanza de vida (Años)	Esperanza de vida (Ciclos)	Perdidas (% de la carga)	Estudio
500	-	-	65-85	8-10	2000-2500	No	[31]
400	175-200	5	60	-	2000	-	[33]
400	400	-	70	-	3000	-	[36]

### 9.8. FUTURO DE LOS MÉTODOS DE ALMACENAMIENTO

En este apartado se pretende presentar el objetivo que se ha marcado para la década que va del año 2020 al 2030, para los métodos de almacenamiento por baterías presentados.

#### 9.8.1. BATERÍAS DE PLOMO-ÁCIDO

Según [41] los objetivos para el período que va desde el 2020 al 2030 para esta tecnología son:

- Reducir el coste energético a valores entre 100€/kWh y 150€/kWh o inferiores.
- Aumentar el ciclo de vida a 3000 ciclos para un ciclo de descarga del 80% y poder llegar hasta más de 10000 ciclos si el ciclo de descarga está entre el 60% y el 80%.

#### 9.8.2. BATERÍAS DE NÍQUEL-CADMIO

Los objetivos a alcanzar para esta tecnología en el período que va del 2020 al 2030 son según [41]:

- Reducir el coste energético a valores entre 250 y 1000 €/kWh o inferiores.
- Aumentar la esperanza de vida por encima de los 6000-8000 ciclos para un ciclo de descarga del 80%.

#### 9.8.3. BATERÍAS DE SODIO

Para este tipo de baterías los objetivos están definidos en [41] de una forma mucho más genérica. Para el período que va del 2020 al 2030 se espera poder reducir los costes en un 40%.



#### 9.8.4. BATERÍAS DE ION LITIO

Los objetivos para el período 2020-2030 para esta tecnología son especialmente ambiciosos ya que se plantea como la tecnología de referencia para el almacenamiento electro-químico de energía, estos objetivos según [\[41\]](#) son:

- Una esperanza de vida de más de 10000 ciclos.
- Reducir el coste energético a un valor de 200€/kWh.
- Reducir el coste de capacidad a 20€/kW.

#### 9.8.5. BATERÍAS DE FLUJO

La similitud entre las diferentes tecnologías de este tipo de baterías hace que los objetivos se establezcan globalmente tanto para las de vanadio como para las de zinc y bromo. Para el período 2020-2030 los objetivos que se muestran en [\[41\]](#) son:

- Coste energético de alrededor de 120€/kWh.
- Coste de capacidad energética 300€/kW.

### 9.9. SELECCIÓN DEL MÉTODO DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO

Para este proyecto se han seleccionado las baterías de plomo ácido como sistema de almacenamiento. Esta selección se ha realizado debido a que los costes asociados a esta tecnología son actualmente de los más bajos de entre las tecnologías de almacenamiento electroquímico, y además ofrecen una gran madurez tecnológica. Actualmente, se pueden encontrar en el mercado sistemas modulares con una capacidad de potencia y energía que alcanza varios megavatios y megawatios-hora respectivamente, con lo que pueden potencialmente alcanzar las dimensiones para la aplicación en el sistema eléctrico español.

## 10. DETERMINACIÓN DEL DIMENSIONADO DE LA BATERÍA

El último paso necesario, para poder evaluar la viabilidad de utilizar baterías como sistema para compensar las penalizaciones a las que se someten a los productores eléctricos por sus errores de previsión, es calcular el tamaño óptimo de la batería. Para ello se ha realizado una optimización utilizando el programa GAMS, este software permite realizar optimizaciones en programación lineal y no lineal.

La optimización realizada contiene los siguientes parámetros: datos de entrada, variables, función objetivo y restricciones. A continuación se explicará cómo se ha obtenido cada uno de ellos y su función dentro de la optimización así como su nomenclatura dentro del programa GAMS.

### 10.1. DATOS DE ENTRADA EN LA OPTIMIZACIÓN

En este proyecto se han utilizado tres tipos de parámetros de entrada:

#### 10.1.1. DATOS DETERMINADOS POR EL SISTEMA ELÉCTRICO

En la optimización se han utilizado tres datos obtenidos del fichero histórico de REE [44]. Para esta selección únicamente se han tenido en cuenta la continuidad de los datos durante el período seleccionado para la simulación. Estos datos obtenidos de REE son los siguientes:

- Precio medio de la energía en el mercado diario  $PrecioMD(t)$ : Este dato fija el precio en €/MWh al que se ha pagado de media a los productores durante el período  $t$ .
- Coste de las penalizaciones por subir  $Cpensubir(t)$ : Este dato fija el precio en €/MWh de las penalizaciones que deben pagar los productores por no llegar a la energía prevista en el período  $t$ .
- Coste de las penalizaciones por bajar  $Cpenbajar(t)$ : Este dato tiene la misma función que la anterior con la única diferencia que fija las penalizaciones que deben pagar los productores cuando generan más energía de la que habían previsto y subastado en el mercado diario.

Para la optimización se han seleccionado los datos correspondientes al período que va desde el 1 de mayo al 31 de octubre del año 2013.

#### 10.1.2. DATOS OBTENIDOS DE LA SIMULACIÓN DEL PARQUE EÓLICO

La modelación del sistema de generación eólica en el apartado 7 da como resultado dos ficheros de datos. El primero de ellos es la energía prevista por el método de previsión elaborado para el período  $T Efor(t)$ , el segundo contiene los datos de la energía real producida en ese mismo período  $T Ewt(t)$ . Cabe añadir que la duración de los períodos es de exactamente una hora.

Como en los datos recogidos en el apartado 10.1.1 la longitud total de los datos es de exactamente 4416 períodos, que equivalen a las horas comprendidas entre las 1 a.m. del 1 de mayo del 2013 y las 12 p.m. del 31 de octubre del 2013.

### 10.1.3. DATOS DE LA BATERÍA

Los parámetros relevantes para la optimización en este apartado, se derivan de la revisión de baterías tipo plomo ácido en el apartado 9. De acuerdo a los contenidos presentados allí, se consideran los siguientes costes, eficiencias, pérdidas específicas y vida útil:

- Coste energético de la batería  $Ce\_bat$ : 150 K€/MWh-instalado
- Coste de capacidad de la batería  $Cp\_bat$ : 200 K€/MW-instalado
- Coste de mantenimiento  $Cmo\_bat$ : 2 K€/MW-instalado y año
- Coste de replazo  $Cremp$ : 150 K€/MWh-instalado
- Durabilidad  $Dur$ : 5 años
- Rendimiento de carga  $Ren\_c\_bat$ : 85%
- Rendimiento de descarga  $Ren\_g\_bat$ : 85%
- Pérdidas  $Loss\_bat$ : 0,1% del estado de carga de la batería a la hora
- Estado de carga mínimo  $alpha\_L$ : 10% del estado de carga
- Estado de carga máximo  $alpha\_H$ : 100% del estado de carga

### 10.2. VARIABLES

Una vez determinados todos los datos necesarios para la optimización se deben determinar todas las variables de decisión para la optimización del tamaño de la batería. Éstas son:

- Energía vendida al mercado diario para el período  $t$   $EMD(t)$  (MWh)
- Ingresos por la venta de energía en el mercado diario en el período  $t$   $IMD(t)$  (€)
- Estado de carga de la batería en el período  $t$   $SOC(t)$  (MWh)
- Energía generada por la batería en el período  $t$   $Eg\_bat(t)$  (MWh)
- Energía consumida por la batería en el período  $t$   $Ec\_bat(t)$  (MWh)
- Coste de las penalizaciones por el error de previsión en el período  $Cpen(t)$  (€)
- Pérdidas de la batería en el período  $t$   $Eloss(t)$  (MWh)
- Capacidad energética de la batería  $E\_bat$  (MWh)
- Capacidad de potencia de la batería  $P\_bat$  (MW)
- Coste capital de la batería  $Cc\_bat$  (€)
- Coste de mantenimiento de la batería  $Cmo\_to\_bat$  (€)

Además de todas estas variables necesarias para el cálculo se ha utilizado una variable binaria en la programación, esta variable se ha utilizado para poder seleccionar unas ecuaciones u otras cuando se produce un error de exceso de energía producida o no. Esta variable se ha representado en el programa como  $B(t)$ .

### 10.3. FUNCIÓN OBJETIVO

La función objetivo del programa es determinar si una batería puede ayudar a compensar las penalizaciones por errores de previsión. Con esta premisa la función objetivo debe incluir los beneficios que se genera de la venta energética al mercado, los costes de las penalizaciones y de la batería, maximizando la diferencia. La función objetivo utilizada ha sido:

$$[MAX]Z = \sum_{t=1}^{4416} \frac{h}{p} \cdot (IMD(t) - Cpen(t)) - \left( \frac{h}{Dur} - 1 \right) \cdot Cremp \cdot E_{bat} - h \cdot Cmotobat - Ccbat \quad (21)$$

Donde  $h$  es el horizonte seleccionado para el proyecto que se ha fijado en 10 años y donde  $p$  es el valor del período de los datos simulados que en nuestro caso son 6 meses (0,5 años).

#### 10.4. RESTRICCIONES

Para el correcto funcionamiento de la optimización se han fijado una serie de restricciones a las variables que simulan el funcionamiento del mercado, el parque y la batería, además de añadir todas las restricciones necesarias para el cálculo de este tipo de optimizaciones. Las restricciones declaradas en el programa son:

- No negatividad de las variables: Se ha restringido el valor de todas las variables declaradas en el apartado 10.2 a estrictamente positivo.
- Ecuación de los ingresos:

$$IMD(t) = PrecioMD(t) \cdot EMD(t) \forall t \quad (22)$$

- Ecuación determinante de la energía vendida al mercado diario:

$$EMD(t) = Ewt(t) + Egbat - Ecbat(t) \forall t \quad (23)$$

- Coste capital total de la batería:

$$Ccbat(t) = Ebat(t) \cdot Cebat + Pbat \cdot Cpmat \quad (24)$$

- Coste de mantenimiento de la batería:

$$Cmotobat = Pbat \cdot Cmobat \quad (25)$$

- Costes de penalizaciones por error de previsión:

$$Cpen(t) = (Efor(t) - EMD(t)) \cdot Cpensubir(t) \cdot B(t) + (EMD(t) - Efor(t)) \cdot (Cpenbajar(t)) \cdot (1 - B(t)) \forall t \quad (26)$$

- Restricciones de selección de la dirección del error de la previsión:

$$(Efor(t) - Ewt(t)) \cdot B(t) \geq 0 \forall t \quad (27)$$

$$(Efor(t) - Ewt(t)) \cdot (1 - B(t)) \leq 0 \forall t \quad (28)$$

- Estado de carga de la batería:

$$SOC(t) - SOC(t - 1) = \frac{-Egbat(t)}{Rengbat} + Ecbat(t) \cdot Rencbat - Eloss(t - 1) \forall t \quad (29)$$

- Límites de carga:

$$SOC(t) \geq \alpha_L \cdot Ebat \forall t \quad (30)$$

$$SOC(t) \leq \alpha_H \cdot Ebat \forall t \quad (31)$$

- Límite de potencia entregada en el período  $t$ :

$$|(SOC(t) - SOC(t - 1))| \leq Pbat \forall t \quad (32)$$

- Pérdidas de la batería:

$$Eloss(t) = Lossbat \cdot SOC(t) \forall t \quad (33)$$

- Restricción de exclusividad del sentido de la operación de la batería:

$$E_{gbat}(t) \cdot E_{cbat}(t) = 0 \quad \forall t \quad (34)$$

### 10.5. RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN

Para poder evaluar los datos de la optimización presentada en los apartados 10.1 a 10.4. se ha realizado una optimización con los datos mostrados anteriormente. No obstante, previamente se han evaluado los resultados de explotación del parque eólico, (considerando las penalizaciones por errores de predicción y la energía vendida en el mercado diario), sin considerar la inclusión de un sistema de baterías. A continuación se muestran los datos obtenidos en estos dos análisis:

#### 10.5.1. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA SIN BATERÍA

De la optimización realizada sin batería se han obtenido los datos de la gestión energética y los datos económicos del parque eólico simulado en el proyecto. Estos datos quedan reflejados en las Tablas 9 y 10.

**Tabla 9: Datos energéticos de la optimización sin batería**

<b>Análisis sin batería</b>	<b>Total</b>	<b>Promedio anual</b>
Energía vendida al mercado diario (MWh)	861.583	86.158
Energía penalizada por desvío a bajar (MWh)	84.691	8.469
Energía penalizada por desvío a subir (MWh)	91.108	9.111
Energía total penalizada (MWh)	175.799	17.580

**Tabla 10: Datos económicos de la optimización sin batería**

<b>Análisis sin batería</b>	<b>Total</b>	<b>Promedio anual</b>
Ingresos totales venta en el mercado diario (€)	40.487.217	4.048.722
Costes totales de la penalizaciones (€)	-8.009.328	-800.933
<b>Beneficios totales (€)</b>	<b>32.477.889</b>	<b>3.247.789</b>

De estos datos y con la potencia instalada del parque eólico simulado en el proyecto que es de 15 MW, es decir, 10 turbinas de 1,5 MW cada una de ellas, se puede obtener el beneficio por MW instalado que resulta de 2,16M€ /MW-instalado en diez años.

#### 10.5.2. EVALUACIÓN ECONÓMICA INCLUYENDO UN SISTEMA DE BATERÍAS EN EL PARQUE EÓLICO

El problema de optimización formulado en los apartados anteriores, determina el tamaño óptimo y utilización durante su vida útil que se muestra en la Tabla 11.

**Tabla 11: Resultados de la optimización del dimensionado del sistema de baterías**

Capacidad energética de la batería (MWh)	2,75
Capacidad de la batería (MW)	1,43
Energía total generada por la batería (MWh)	16905,93
Energía total consumida por la batería (MWh)	23560,57

Como resultado de incluir un sistema de baterías en el parque eólico, la evaluación económica del mismo en términos de energía vendida en el mercado diario y penalizaciones se presenta en las Tablas 12 y 13.

**Tabla 12: Datos energéticos de la optimización con batería**

<b>Análisis con batería</b>	<b>Total</b>	<b>Promedio anual</b>
Energía vendida al mercado diario (MWh)	854.924	85.492
Energía penalizada por desvío a bajar (MWh)	64.495	6.449
Energía penalizada por desvío a subir (MWh)	78.187	7.819
Energía total penalizada (MWh)	142.682	14.268

**Tabla 13: Datos económicos de la optimización con batería**

<b>Análisis con batería</b>	<b>Total</b>	<b>Promedio anual</b>
Ingresos totales venta en el mercado diario (€)	40.226.046	4.022.605
Costes totales de la penalizaciones (€)	-6.276.808	-627.681
<b>Beneficios totales (€)</b>	<b>33.949.238</b>	<b>3.394.924</b>

### 10.5.3. COMPARACIÓN DE LAS EVALUACIONES ECONÓMICAS PARA EL PARQUE EÓLICO CON Y SIN SISTEMA DE BATERÍAS

De la evaluación económica realizada sin baterías, se puede obtener el orden de magnitud de las penalizaciones para un parque eólico. El objetivo de todo el proyecto es paliar estas penalizaciones con la instalación de la batería. Este apartado evalúa la solución óptima alcanzada en la optimización. En apartados posteriores se comprobará la viabilidad económica del proyecto.

#### **Costes generados por la batería**

- Inversión inicial de capital: este valor lo suministra la variable coste capital de la optimización, el valor de esta inversión asciende a 698.500€.
- Coste de replazo de la batería: la durabilidad de la batería seleccionada en el proyecto es de 5 años, por lo que el coste de replazo se tiene en cuenta únicamente una vez en la optimización, el coste de este replazo asciende a 412.500€.
- Coste de mantenimiento anual: el coste de mantenimiento de esta batería anual asciende a un total 2.860€/año.

Los costes totales generados en 10 años que genera la batería en la optimización ascienden a un total de 1.139.600€. No se ha contemplado el coste de comprar energía para cargar la batería, puesto que en la optimización, toda la energía disponible por la batería proviene del exceso de producción en un período anterior.

Para obtener los beneficios que genera la batería en la optimización es necesario comparar los ingresos del apartado 10.5.1 con los obtenidos en el apartado 10.5.2 y deducir el coste de la batería en esos 10 años. Este análisis se muestra en la Tabla 14:

Tabla 14: Análisis global de la optimización

Ingresos de la optimización con batería (€)	33.949.238
Ingresos de la optimización sin batería (€)	-32.477.889
Costes generados por la batería (€)	-1.139.600
<b>Beneficios totales (€)</b>	<b>331.749</b>

## 11. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO

Complementando la evaluación económica realizada en el apartado 10, este apartado evalúa la viabilidad del proyecto en términos financieros, indicando métricas habituales tales como el valor actual neto y tasa de rentabilidad, entre otros.

### 11.1. VALOR ACTUAL NETO Y TASA INTERNA DE RENTABILIDAD

El objetivo de cualquier inversión económica es generar unos beneficios que bien pueden ser sociales o económicos, en este apartado se quieren medir los beneficios económicos generados por el proyecto por medio del cálculo del VAN (Valor Actual Neto) y la TIR (Tasa Interna de Rentabilidad). Para realizar este cálculo se deben tener en cuenta la inversión inicial y todos los ingresos y gastos que se producen en el período seleccionado de 10 años. En la Tabla 15 se muestran todos los flujos de caja generados en el proyecto.

Tabla 15: Análisis de los ingresos y gastos del proyecto

Año	Ingresos (€)	Gastos (€)	Flujo de caja (€)
0	0	698.500	-698.500
1	147.135	2.860	144.275
2	147.135	2.860	144.275
3	147.135	2.860	144.275
4	147.135	2.860	144.275
5	147.135	2.860	144.275
6	147.135	415.360	-268.225
7	147.135	2.860	144.275
8	147.135	2.860	144.275
9	147.135	2.860	144.275
10	147.135	2.860	144.275

Con los datos que se muestran en la Tabla 15 se puede calcular el VAN del proyecto utilizando la fórmula 35:

$$VAN = \sum_{t=1}^h \frac{Q_t}{(1+i)^t} - Q_0 \quad (35)$$

Donde  $Q_t$  son los flujos de caja de cada período,  $i$  es el tipo de interés fijado en el proyecto y  $h$  es el número de períodos considerados en el proyecto, que en este caso es de 10.

Para el cálculo de la TIR se deben utilizar los mismos datos y fórmula que para el cálculo del VAN, puesto que la TIR es el tipo de interés que devuelve un VAN igual a 0.

$$VAN = \sum_{t=1}^h \frac{Q_t}{(1+TIR)^t} - Q_0 = 0 \quad (35)$$



Con los datos anteriores se ha desarrollado la Tabla 16 con los resultados del VAN para diferentes tipos de interés, incluida la TIR.

**Tabla 16: VAN del proyecto en función del tipo de interés**

<b>i</b>	<b>VAN</b>
0%	331.749 €
1%	279.378 €
2%	231.173 €
3%	186.732 €
4%	145.694 €
5%	107.739 €
6%	72.580 €
7%	39.960 €
8%	9.651 €
8,33%	0 €
9%	-18.553 €
10%	-44.839 €

De la tabla anterior se deduce que la TIR del proyecto será de un 8,33%.

## 11.2. EL PROYECTO EN EL MERCADO ESPAÑOL

Los datos calculados en el apartado 11.1 únicamente tienen en cuenta los datos resultantes de la optimización del tamaño del sistema de baterías. Para poder obtener más datos del proyecto es necesario desestacionalizar los datos utilizados, es decir, se debe averiguar si los resultados obtenidos son una consecuencia de los datos utilizados, y como consecuencia, los resultados sólo tendrían validez para ese período y esos datos concretos. Esta desestacionalización requiere comparar el valor de los datos seleccionados en el proyecto con la tendencia de los datos del precio y del coste de los desvíos. Por otro lado, es necesario fijar el tipo de interés del proyecto teniendo en cuenta datos como el IPC español.

### 11.2.1. DESESTACIONALIZACIÓN DE LOS DATOS DE LA OPTIMIZACIÓN

Los datos económicos básicos utilizados en la optimización, sin tener en cuenta los costes de la batería, tienen los siguientes valores medios para el período simulado en la optimización:

- Precio de venta de la energía en el mercado diario: 47,36 €/MWh
- Coste de la penalización por un desvío a subir: 38,99 €/MWh
- Coste de la penalización por un desvío a bajar: 53,2 €/MWh

Una vez se tienen los datos del período a simular se deben comparar con los datos históricos del mercado eléctrico para evaluar si hay alguna tendencia en los precios del mercado y una posible estacionalidad entre invierno y verano. Para realizar esta evaluación se han graficado los datos históricos en la Figura 42.

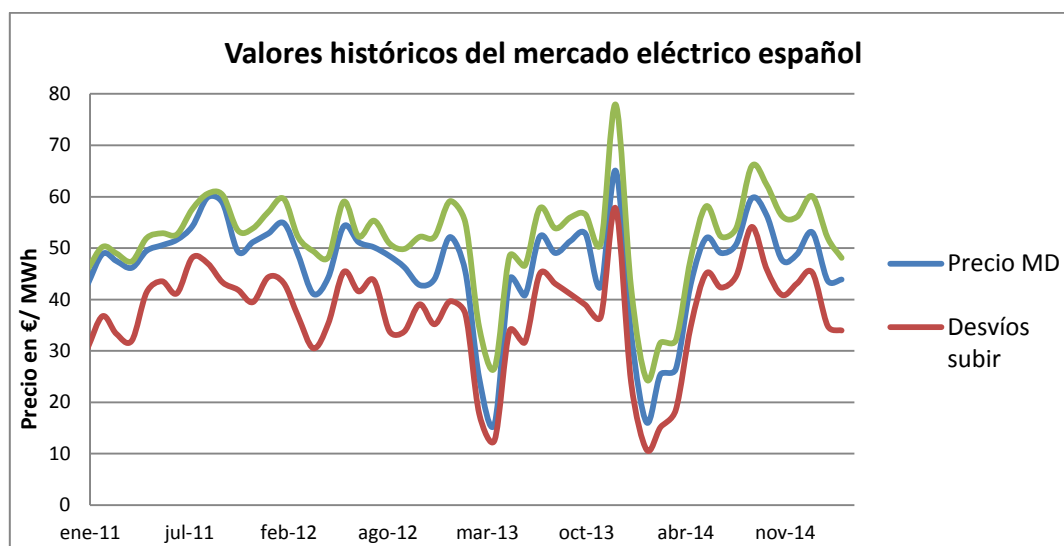


Figura 42: Gráfico de los datos históricos de los precios del mercado eléctrico español

De estos datos se ha obtenido el valor medio para el período que va entre enero del 2011 y marzo de 2015:

- Precio de venta de la energía en el mercado diario: 46,57 €/MWh
- Coste de la penalización por un desvío a subir: 37,44 €/MWh
- Coste de la penalización por un desvío a bajar: 51,78 €/MWh

Por otro lado se ha evaluado la tendencia de los datos obteniendo los siguientes resultados:

- Tendencia en los precios de venta de la energía: -0,12€/MWh-mes
- Tendencia en las penalizaciones del desvío a subir: -0,035€/MWh-mes
- Tendencia en las penalizaciones del desvío a bajar: -0,015€/MWh-mes

De los datos anteriores se deduce que los precios de la energía tienden a reducirse, así como las penalizaciones por desvío aunque éstas lo hacen de una forma más atenuada. Por otro lado podemos deducir que no hay estacionalidad entre el invierno y el verano, en el gráfico se observa cómo hay períodos de invierno con precio superior al verano y viceversa.

Por último es necesario mostrar los errores entre la media de los datos seleccionados y la media de los datos históricos:

- Error relativo del precio de venta optimizado respecto al histórico: 1,7%
- Error relativo del desvío a subir optimizado respecto al histórico: 4,14%
- Error relativo del desvío a bajar optimizado respecto al histórico: 2,74%

### 11.2.2. ANÁLISIS DEL VAN Y LA TIR CON LOS DATOS DESESTACIONALIZADOS

En el apartado anterior se ha fijado la tendencia de los precios de la energía, en este apartado se pretende mostrar el efecto que estos datos producen a la viabilidad económica del proyecto. Para realizar este cálculo se han modificado los precios en el fichero de cálculo depreciándolos el valor calculado en el apartado anterior, de esta depreciación se han obtenido los datos económicos mostrados en las Tablas 17, 18 y 19. Para los datos energéticos se han utilizado los mismos que en el cálculo sin depreciación:

Tabla 17: Datos económicos de la optimización sin batería con los datos depreciados

<b>Análisis sin batería</b>	Total	Promedio anual
Ingresos totales venta en el mercado diario (€)	34.626.000	3.462.600
Costes totales de la penalizaciones (€)	-7.757.529	-775.753
<b>Beneficios totales (€)</b>	<b>26.868.471</b>	<b>2.686.847</b>

Tabla 18: Datos económicos de la optimización con batería con los datos depreciados

<b>Análisis con batería</b>	Total	Promedio anual
Ingresos totales venta en el mercado diario (€)	34.410.439	3.441.044
Costes totales de la penalizaciones (€)	-6.067.756	-606.776
<b>Beneficios totales (€)</b>	<b>28.342.683</b>	<b>2.834.268</b>

Tabla 19: Análisis global de la optimización con los datos depreciados

Ingresos de la optimización con batería (€)	28.342.683
Ingresos de la optimización sin batería (€)	-26.868.471
Costes generados por la batería (€)	-1.139.600
<b>Beneficios totales (€)</b>	<b>334.611</b>

Con los datos anteriores se obtienen los siguientes flujos de caja:

Tabla 20: Análisis de los ingresos y gastos del proyecto con depreciación

<b>Año</b>	<b>Ingresos (€)</b>	<b>Gastos (€)</b>	<b>Flujo de caja (€)</b>
0	0	698.500	-698.500
1	147.421	2.860	144.561
2	147.421	2.860	144. 561
3	147.421	2.860	144. 561
4	147.421	2.860	144. 561
5	147.421	2.860	144. 561
6	147.421	415.360	-267.939
7	147.421	2.860	144. 561
8	147.421	2.860	144. 561
9	147.421	2.860	144. 561
10	147.421	2.860	144. 561

Con los flujos de caja con las mismas fórmulas utilizadas en el apartado 11.1 se ha calculado el VAN y la TIR para el proyecto con los precios de la energía depreciados el valor calculado en el apartado 11.2.1

Tabla 21: VAN del proyecto en función del tipo de interés con los precios depreciados

i	VAN
0%	334.611 €
1%	282.089 €
2%	233.745 €
3%	189.174 €
4%	148.016 €
5%	109.949 €
6%	74.686 €
7%	41.971 €
8%	11.572 €
8,40%	0 €
9%	-16.716 €
10%	-43.080 €

De la tabla anterior se deduce que la TIR del proyecto con los precios depreciados será de un 8,4%, esto permite deducir que la variación del precio de la energía en el mercado eléctrico español en ningún caso afectará negativamente a la rentabilidad del proyecto, pudiendo incluso aumentarla.

### 11.2.3. INTRODUCCIÓN DEL IPC EN EL ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO

Tanto en el apartado 11.1 como en el apartado 11.2.2, se han realizado los cálculos del VAN y la TIR teniendo en cuenta la tendencia de los datos de entrada del proyecto. Para realizar una valoración económica de los resultados obtenidos, es necesario disponer de una referencia externa, que muestre la interacción entre el proyecto y la situación económica del país, para de esta forma poder evaluar la rentabilidad económica del proyecto.

El dato que se ha utilizado para realizar una valoración es el índice de precios de consumo (IPC). Este dato es una medida estadística que calcula la evolución de los precios de los productos y servicios que consume la población del estado español. En la Figura 43 se muestra la evolución del IPC desde el año 2011 tomando como base el índice del año 2011, fuente de datos el Instituto Nacional de Estadística (INE).

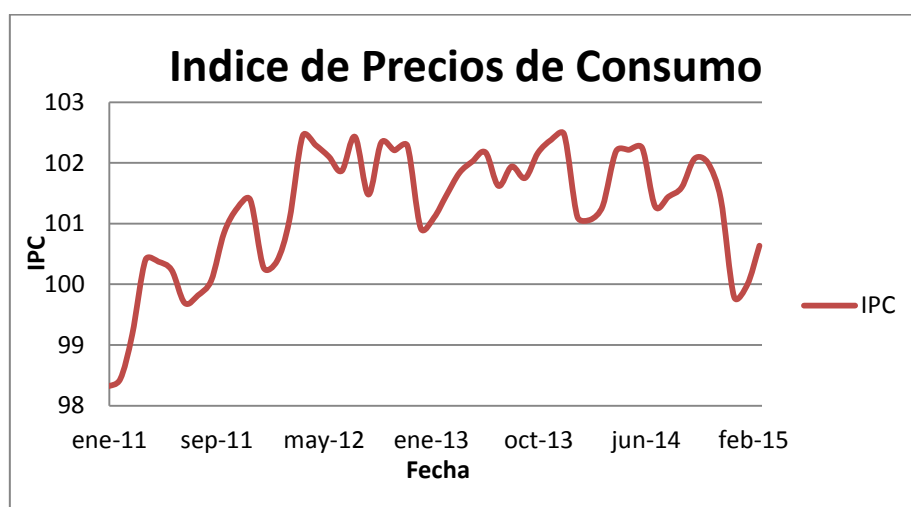


Figura 43: Gráfico del índice de precios base 2011 dato del INE [45]

Como se puede observar en el gráfico anterior, en los últimos años los precios han tenido un cambio en su tendencia. De los datos históricos del INE se obtiene que hasta el 2011 la tendencia general de los precios es ascendente. Por el contrario, a partir del año 2012 los precios se han estancado apuntando en algún momento a la deflación.

De los datos del IPC se pueden deducir dos aspectos, el primero a nivel general indica que se está atravesando un período de crisis que está reduciendo el consumo. Por otro lado a nivel del proyecto esta parada en la subida de los precios produce un buen período para realizar inversiones a largo plazo, esto es debido a que con una rentabilidad menor la devolución es mayor que en un período donde la gran inflación puede producir una rentabilidad negativa del proyecto.

De los datos obtenidos del IPC que sitúan la variación alrededor del 0% o en negativo y teniendo en cuenta que la TIR del proyecto es de un 8,3% de los datos del proyecto y de un 8,4% de los datos desestacionalizados se tiene que actualmente no existe un riesgo real de que una subida del IPC pueda ocasionar una rentabilidad negativa en el proyecto.

## 12. ANÁLISIS MEDIOAMBIENTAL DEL PROYECTO

El objetivo básico de este proyecto es establecer si la instalación de baterías en el parque eólico puede reducir el error de previsión de los parques eólicos y, de esta forma, facilitar la penetración de la energía eólica al mercado eléctrico español. La consecución de este objetivo está relacionada a la disminución de la dependencia del mercado eléctrico español de los combustibles fósiles y como consecuencia la disminución de la emisión de dióxido de carbono a la atmósfera.

Para poder determinar el alcance del proyecto se tendrán en cuenta dos factores. Por un lado se medirá la disminución de las emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con la utilización de centrales que utilizan combustibles fósiles para la regulación de estos desvíos. Por otro lado, se estimará la disminución de CO<sub>2</sub> relacionada con una mayor penetración de la energía eólica al sistema eléctrico español.

### 12.1. ESTADO ACTUAL DE LA GESTIÓN DE DESVÍOS Y DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

Para poder determinar los datos citados en el párrafo anterior es necesario establecer el papel de los combustibles fósiles en la gestión de los desvíos y en el sistema eléctrico español. En la Figura 44 se muestra el estado actual del sistema eléctrico español.

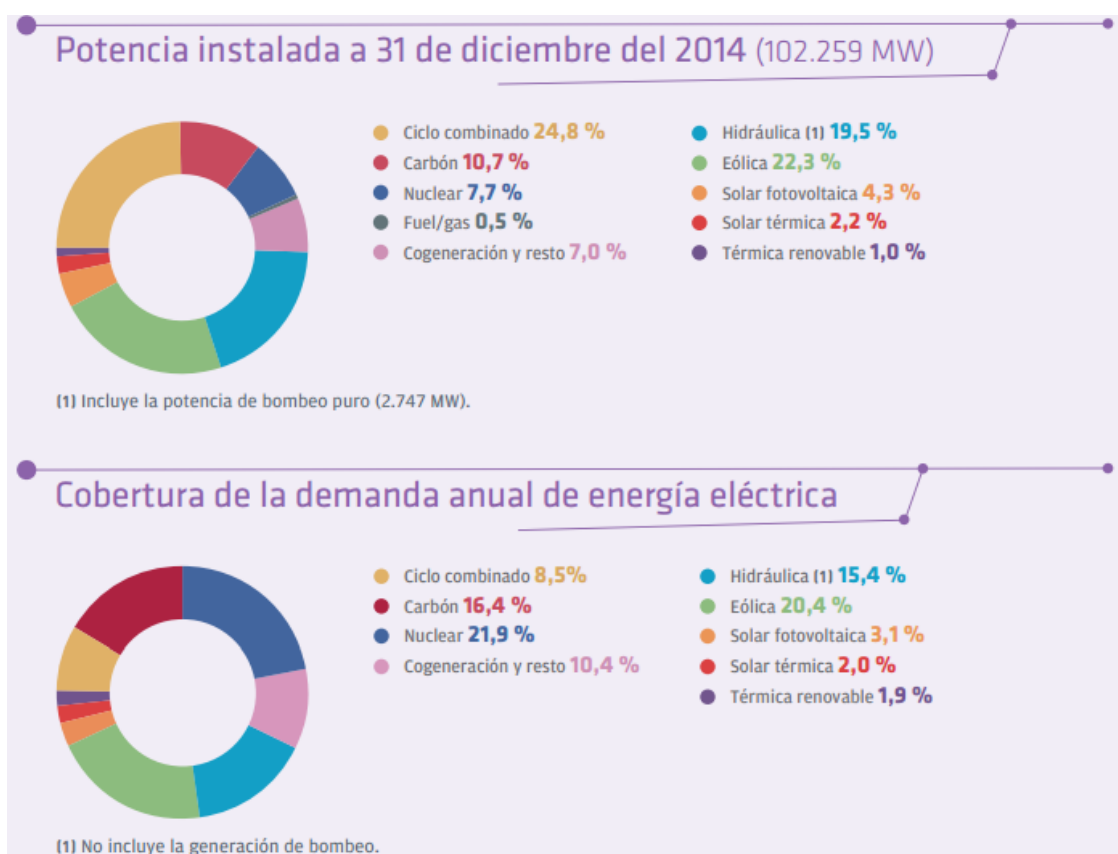


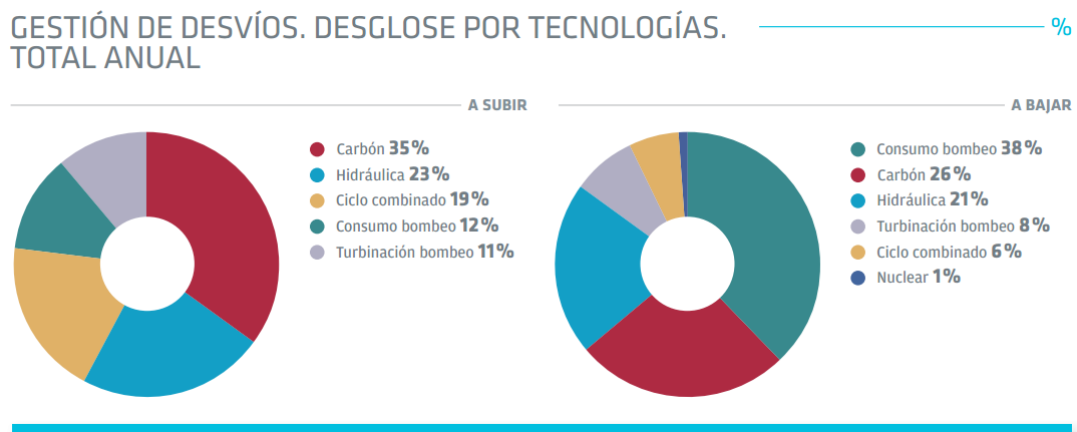
Figura 44: Gráficos de la cobertura de demanda y potencia instalada [8]

Del gráfico anterior y del dato de la demanda del sistema eléctrico del año 2014 [8] se obtienen los datos de energía producida con cada tecnología, estos datos se muestran en la Tabla 22:

**Tabla 22: Energía producida en el sistema eléctrico español el 2014**

Tecnología utilizada	Energía producida (GWh)
Ciclo combinado	20.696
Carbón	39.932
Nuclear	53.323
Cogeneración y resto	25.323
Hidráulica	37.497
Eólica	49.671
Solar fotovoltaica	7.548
Solar térmica	4.870
Térmica renovable	4.626
<b>Total</b>	<b>243.486</b>

Una vez determinada la distribución de la generación global se debe establecer la participación de cada tecnología en la gestión de los desvíos, en la Figura 45 se muestra el desglose de la participación que tuvieron las diferentes tecnologías en la gestión de los desvíos en el sistema eléctrico español durante el año 2013.



**Figura 45: Gráficos del desglose por tecnologías de la gestión de desvíos REE [46]**

## 12.2. IMPACTO DE LA INCLUSIÓN DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO EN EL PARQUE EÓLICO

Una vez presentado el estado actual del sistema eléctrico español y de la gestión de los desvíos, en cuanto a la participación por tecnología se refiere. El objetivo es determinar el ahorro de energía, vinculado a la inclusión de almacenamiento energético en parques eólicos, que se producirá en las centrales de compensación de desvíos que utilicen combustibles fósiles.

En la Tabla 23, se muestra el ahorro energético vinculado a la instalación de sistemas de almacenamiento en los parques eólicos, durante el período de 10 años simulado. A

continuación en la Tabla 24, se muestran los datos de la aportación energética, por tecnologías, a la gestión de desvíos de la energía representada en la Tabla 23.

**Tabla 23: Ahorro energético en la gestión de desvíos en la simulación del proyecto**

Tipo de simulación	Gestión desvíos a subir (MWh)	Gestión desvíos a bajar (MWh)
Sin batería	91.108	84.691
Con batería	78.187	64.495
<b>Ahorro energético</b>	<b>12.921</b>	<b>20.196</b>

**Tabla 24: Energía gestionada por cada tecnología en la gestión de desvíos del proyecto**

Tecnología	Energía a subir (MWh)	Energía a bajar (MWh)
Carbón	4522	5251
Hidráulica y bombeo	5944	13531
Ciclo combinado	2455	1212
Nuclear	0	202
<b>Total</b>	<b>12.921</b>	<b>20.196</b>

De los datos presentados en la Tabla 24, se obtienen los datos del ahorro energético en la gestión de desvíos de las tecnologías que utilizan combustibles fósiles, para los 10 años de simulación del proyecto y un parque eólico de 15MW de potencia instalada:

- Carbón: el ahorro global será de 9773 MWh.
- Ciclo combinado: el ahorro global será de 3667 MWh.

### 12.3. DISMINUCIÓN DEL CO<sub>2</sub> POR EL AHORRO EN LA GESTIÓN DE DESVÍOS

Con los datos energéticos calculados en el apartado anterior se ha calculado la disminución de CO<sub>2</sub> emitido en relación con la potencia instalada en el parque eólico y la potencia de la batería.

Para determinar la generación de CO<sub>2</sub> que supone cada tecnología es necesario evaluar cada tecnología por separado. A continuación se realiza el estudio que permite relacionar los Kg de CO<sub>2</sub> con la energía generada.

#### 12.3.1. EMISIONES DE CO<sub>2</sub> EN CENTRALES DE CARBÓN

La energía en las centrales de carbón se obtiene de la combustión del mineral. De acuerdo a [47], se muestra el poder calorífico del carbón y la emisión de CO<sub>2</sub> relacionada en la Tabla 25.

**Tabla 25: Resumen de los datos energéticos recogidos en el estudio del carbón [47]**

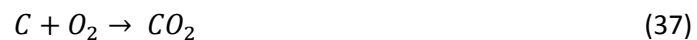
Tipo de carbón	Contenido de C % en masa	Contenido de O % en masa	Contenido de H % en masa	Calor específico MJ/kg de carbón
Turba	60%	35%	6%	6-13
Lignito	65-75%	20-27%	5-6%	8-18
Hulla	74-84%	11-21%	<5%	22-35
Antracita	>90%	<5%	<5%	23-38



Para el cálculo del CO<sub>2</sub> emitido se debe desarrollar el ciclo de la obtención del calor, de la tabla anterior se obtiene que el calor específico del carbón se sitúa entre 6 y 38MJ/kg aunque actualmente el carbón que se utiliza para la obtención energética es únicamente el carbón de alta calidad por lo que el calor específico del carbón (CE carbón) considerado en el proyecto se sitúa entre los valores de 22 y 38 MJ/kg de carbón. De este dato mediante la ecuación 36 se puede determinar los MJ de energía generada en la combustión por cada Kg de carbono consumido.

$$\frac{MJ \text{ generado}}{\text{Consumo de carbono}} = \frac{CE \text{ carbón}}{\text{Contenido de Carbono en massa}} \quad (36)$$

De la ecuación anterior se obtiene que los MJ generados por kg de carbono consumido se encuentran entre los valores de 27MJ/Kg de carbono y 42,2MJ/Kg de carbono. Una vez determinado el carbono consumido mediante las ecuaciones 37 y 38, se transforma el consumo de carbono en emisión de CO<sub>2</sub>. Por lo tanto se tendrán MJ generados en la combustión por Kg de CO<sub>2</sub> emitido. Sin embargo, el dato necesario para el proyecto es determinar la emisión de CO<sub>2</sub> en función de la energía eléctrica generada, para esta transformación se debe utilizar la ecuación 39, dónde se considera el rendimiento de la central del 35% [48].



$$\frac{12kg \text{ de } C}{1kM \text{ de } C} \cdot \frac{1kMol \text{ de } C}{1kMol \text{ de } CO_2} \cdot \frac{1kMol \text{ de } CO_2}{44kg \text{ de } CO_2} = \frac{12kg \text{ de } C}{44kg \text{ de } CO_2} \quad (38)$$

$$\frac{1MWh}{3600MJ} \cdot \text{rendimiento de la central} = \frac{\text{Energía generada}}{\text{Energía del carbón}} \quad (39)$$

De los datos y ecuaciones anteriores se obtiene que en una central térmica de carbón se emiten entre 894kg y 2233kg de CO<sub>2</sub> por cada MWh generado.

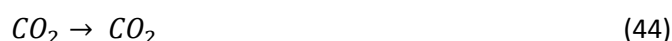
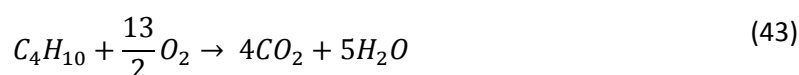
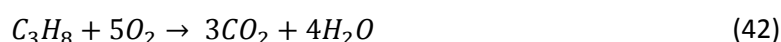
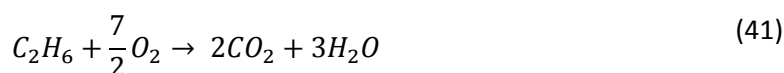
### 12.3.2. EMISIONES DE CO<sub>2</sub> EN LAS CENTRALES DE CICLO COMBINADO

Tal como se ha realizado con las centrales de carbón, se deben calcular las emisiones de CO<sub>2</sub> por MWh generado en las centrales de ciclo combinado. En estas centrales el elemento que se utiliza para realizar la combustión es el gas natural, del cual se muestra su composición en la Figura 46 [49].

Constituyente	Fórmula química	Composición por volumen (%)
Metano	CH <sub>4</sub>	81.86
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	11.61
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	1.92
I-Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.23
N-Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.22
Nitrógeno	N <sub>2</sub>	0.90
Dióxido de carbono	CO <sub>2</sub>	3.18

Figura 46: Tabla de la composición del gas natural [49]

Por otro lado, es necesario conocer el poder calorífico del gas natural. Según la Comisión Nacional de la Energía (CNE) [50] el poder calorífico del gas natural se encuentra entre los valores de 9000 y 11000 Kcal/m<sup>3</sup>. Una vez conocidos los datos de la composición del gas natural, se deben conocer las ecuaciones que tienen lugar en la combustión, a continuación se muestran todas aquellas que tienen un impacto en la emisión de CO<sub>2</sub>:



De las ecuaciones anteriores se pueden determinar los m<sup>3</sup> de CO<sub>2</sub> que se generan por cada m<sup>3</sup> de gas natural que se consume, en la Tabla 26 se muestra la aportación a las emisiones de CO<sub>2</sub> que tiene cada componente del gas natural:

**Tabla 26: Emisión de CO<sub>2</sub> generada por cada componente del gas natural**

Componentes del GN	Composición por volumen (%)	Emisiones de CO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup> de GN (m <sup>3</sup> )
Metano	81,86	0,8186
Etano	11,61	0,2322
Propano	1,92	0,0576
Butano	0,45	0,018
Dióxido de carbono	3,18	0,0318
<b>Total</b>	<b>99,02</b>	<b>1,1582</b>

Con los datos obtenidos en la tabla anterior podemos conocer los m<sup>3</sup> de CO<sub>2</sub> que se emiten al generar electricidad en una central de ciclo combinado. No obstante, para poder realizar la comparación con las emisiones de las centrales de carbón y realizar la combinación de ambas tecnologías es necesario transformar el volumen del dióxido carbono en masa, esta transformación se deduce de la ecuación (45).

$$1m^3 \text{ de } CO_2 \cdot \frac{1kmol \text{ de } CO_2}{22,4m^3 \text{ de } CO_2} \cdot \frac{44kg \text{ de } CO_2}{1kmol \text{ de } CO_2} = \frac{44}{22,4} kg \text{ de } CO_2 \quad (45)$$

De la ecuación anterior se deduce que el calor generado en la turbina de gas de la central de ciclo combinado por cada Kg de CO<sub>2</sub> emitido estará entre los valores de 3956Kcal/KgCO<sub>2</sub> y

4835Kcal/KgCO<sub>2</sub>. Por último es necesario transformar esta energía de la combustión en energía eléctrica, para esta transformación se debe considerar el rendimiento de la central de ciclo combinado, donde la turbina de gas tiene un rendimiento de 35% y la energía no útil se conduce a una caldera donde se realiza un ciclo de vapor con un rendimiento del 35%, estos datos nos llevan a un rendimiento global del 58%. Con los datos anteriores y mediante la ecuación (46) se determina el valor de emisiones de CO<sub>2</sub> por MWh generado.

$$\frac{kg \text{ de } CO_2}{3956kcal} \cdot \frac{kcal}{4,1868kJ} \cdot \frac{1000kJ}{MJ} \cdot \frac{3600MJ}{MWh} \cdot \frac{1}{rendimiento} = \frac{375kg \text{ de } CO_2}{MWh} \quad (46)$$

De la ecuación (46) se obtiene que el valor de emisiones de CO<sub>2</sub> se sitúa entre los valores de 375 kg de CO<sub>2</sub>/MWh y 460 kg de CO<sub>2</sub>/MWh.

### 12.3.3. ANÁLISIS DE LA DISMINUCIÓN DE CO<sub>2</sub> OCASIONADA POR EL PROYECTO

En el apartado 12.2, se han obtenido los valores de ahorro energético que se obtendrían de la instalación de una batería de 1,43 MW, en un parque eólico de 15 MW de potencia instalada. El ahorro equivaldría a 9773 MWh generados por centrales térmicas de carbón y 3667 MWh generados en centrales de ciclo combinado.

Estos datos combinados con los resultados obtenidos en los apartados 12.3.1 y 12.3.2 permiten calcular el ahorro en kg de CO<sub>2</sub> que supondría la realización de este proyecto. En la Tabla 27 se muestra el resultado de este cálculo:

Tabla 27: Ahorro de CO<sub>2</sub> para la realización del proyecto

Tipo de central	Ahorro mínimo (ton. de CO <sub>2</sub> )	Ahorro máximo (ton. de CO <sub>2</sub> )
Central de carbón	8737	21823
Central de ciclo combinado	1375	1687
<b>Total proyecto</b>	<b>10112</b>	<b>23510</b>
<b>Media diaria</b>	<b>2,77</b>	<b>6,44</b>

Para poder realizar una comparación con un dato externo al proyecto se ha tenido en cuenta las emisiones de CO<sub>2</sub> producidas por los vehículos. La emisión de dióxido de carbono de un vehículo utilitario según [51] se sitúa alrededor de los 130 g/km. Teniendo en cuenta que un vehículo por una ciudad como Barcelona puede recorrer de media 50 km, el ahorro en CO<sub>2</sub> sería equivalente a suprimir el CO<sub>2</sub> que emiten a diario entre 426 y 990 vehículos.

### 12.4. EXTRAPOLACIÓN DEL AHORRO DE CO<sub>2</sub> A NIVEL NACIONAL

Los datos obtenidos en el anterior apartado representan la disminución de CO<sub>2</sub> que supondría la realización del proyecto en una única ubicación. En este apartado se pretende estudiar el escenario que se podría obtener de producirse una implantación a gran escala de este proyecto a nivel nacional.

Del apartado 12.3.3 se puede deducir que la disminución de CO<sub>2</sub> por MW de energía eólica instalado será de entre 185 y 429 kg de CO<sub>2</sub> diarios/ MW instalado de parque. Por otro lado, de la Figura 44 del apartado 12.1 se obtiene que la potencia eólica total instalada en España a 31 de diciembre del 2014 es de 22804 MW.

De estos datos se extrapola que, de producirse la implantación de este proyecto en el ámbito nacional, el potencial máximo de reducción de CO<sub>2</sub> podría estar entre 4219 y 9783 toneladas diarias de CO<sub>2</sub>. Como en la comparación realizada en el apartado 12.3.3 esto equivaldría a suprimir el CO<sub>2</sub> que desprenden entre medio millón y millón y medio de vehículos en un desplazamiento de 50 km.

## CONCLUSIONES

El objetivo de este proyecto es determinar si, la instalación de una batería en un parque eólico puede paliar los costes generados por los desvíos de la generación producidos por errores de previsión. Para ello se han estudiado los sistemas de previsión eólica de la actualidad, en base a datos reales se ha realizado una optimización para determinar la viabilidad económica de la instalación de un sistema de almacenamiento energético para compensar los desvíos.

El proyecto se ha centrado en el estudio de un parque eólico de 15MW de potencia instalada, para este tamaño de parque, de la optimización se ha obtenido una batería de 1,43MW, con una capacidad energética de 2,75MWh.

De resultado de la optimización, se ha constatado el potencial de los sistemas de almacenamiento por baterías, como solución a problemas derivados de la implantación de la energía eólica en el sistema eléctrico español. Del estudio económico realizado se ha obtenido que el VAN del proyecto sería de 109k€ para un tipo de interés del 5% y tendría una TIR del 8,4%.

De los datos anteriores se deduce que si bien existe un potencial de beneficio económico para este tipo de proyectos, es necesario centrar esfuerzos en la mejora de las tecnologías de almacenamiento actuales o en la búsqueda de otras nuevas. De tal forma que se reduzcan los costes de instalación y se aumente la eficiencia y la durabilidad de este tipo de tecnologías.

Por último, se ha observado como los problemas derivados de la eólica no permiten la desvinculación del sistema eléctrico de tecnologías ligadas a combustibles fósiles. Se constata como los errores de previsión llevan a la emisión de gases de efecto invernadero como el dióxido de carbono y como la posible implantación de este proyecto tiene un gran potencial en la disminución de estas emisiones. Se ha calculado que la implantación de un sistema de almacenamiento en un parque de 15MW, puede producir una reducción en las emisiones de CO<sub>2</sub> vinculadas a los desvíos por errores de previsión de entre 2,8 y 6,4 toneladas diarias.

## AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a mis padres, mis hermanos y a Mabel el apoyo y ayuda que me han dado durante la realización de este proyecto. Así como a Francisco Díaz por su colaboración y asesoramiento, que me ha permitido elaborar este proyecto. Por último, agradecer la colaboración de Ismael Sánchez y Miguel Garcia Lobo colaboración respecto a los sistemas de previsión meteorológica, además de a Eduard Quintana por sus aclaraciones sobre el funcionamiento del mercado.

## REFERENCIAS

- [1] Ministerio de energía y Turismo. Estructura sector eléctrico.  
[www.minetur.gob.es/energia/electricidad/Paginas/sectorElectrico.aspx](http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/Paginas/sectorElectrico.aspx)
- [2] Red Eléctrica de España. La operación del sistema eléctrico para dummies. 2013.
- [3] Ministerio de Energía y Turismo. Consumidores directos.  
[www.minetur.gob.es/energia/electricidad/Distribuidores/Paginas/ConsumidoresDirectosMercado.aspx](http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/Distribuidores/Paginas/ConsumidoresDirectosMercado.aspx)
- [4] Red Eléctrica de España. Boletín mensual enero 2014; número 85.
- [5] OMIE. Mercado eléctrico Español. [www.omel.es/inicio/mercados-y-productos](http://www.omel.es/inicio/mercados-y-productos)
- [6] Red Eléctrica de España. Boletín resumen anual. 2012.
- [7] Red Eléctrica de España. Boletín resume anual. 2005
- [8] Red Eléctrica de España. Avance resume anual. 2014
- [9] Erik D. Delarue, Patrick J. Luickx, William D. D'haeseleer. The actual effect of wind power on overall electricity generation costs and CO2 emissions. Energy Conversion and Management. 2009; 50; 1450–1456.
- [10] Francesc Girbau Llistuella, Francisco Díaz González, Andreas Sumper. Modelització d'un aerogenerador de velocitat variable amb màquina d'inducció doblement alimentada mitjançant el programari DigSilent PowerFactory v14.1. 2011.
- [11] Miguel García Lobo, Ismael Sánchez Rodríguez-Morcillo. Métodos de predicción de la generación agregada de energía eólica, Tesis doctoral por la Universidad Carlos III de Madrid. 2010.
- [12] Argonne National laboratory, Decision a information science division. Wind power forecasting: State of the art 2009. 2009.
- [13] Julio Usaola y Jorge Angarita. Bidding wind energy under uncertainty. Clean Electrical Power. 2007; 754-759.
- [14] Corinna Moehrlen. Uncertainty in wind energy forecasting. Doctoral Thesis University College of Cork. 2004.
- [15] Laura Rontu, Heikki Jarvinen, Peter Lynch, Javier Calvo, et al. HILRAM-5 Scientific Documentation. 2002.
- [16] European Center for Medium-Range Weather Forecast. IFS Documentation, Operational implementation. 2013.
- [17] University of Pensilvania. MM5 Documentation and tutorial.  
<http://www2.mmm.ucar.edu/mm5/documents/tutorial-v3-notes.html>
- [18] Ismael Sánchez UC3M. Short-term prediction of wind energy production. International Journal of forecasting. 2006; 43-56

- [19] Marta Poncela Blanco. Nuevos modelos de predicción eólica basados en series temporales. Tesis doctoral por la Universidad de Valladolid. 2012.
- [20] Ismael Sánchez. Adaptive combination of forecasts with application to wind energy. International Journal of forecasting. 2008; 679-693.
- [21] Alberto Carbajo Josa. La integración de las energías renovables en el Sistema eléctrico. 2012.
- [22] G. Giebel, L. Landberg, Risoe National Laboratory Denmark, G. Kariniotakis. State of the Art on Methods and Software Tools for Short-Term Prediction of Wind Energy Production. European Wind Energy Conference & Exhibition EWEC 2003, Madrid. 2003.
- [23] Gerardo González, Belen Díaz-Guerra, Fernando Soto, Sara López (REE), Ismael Sánchez, Julio Usaola, Mónica Alonso, Miguel García Lobo (UC3M). Sipreólico – Wind power prediction tool for the Spanish peninsular power system. 2004.
- [24] Jess U. Jørgensen, Corinna Moehrlen, Brian Ó Gallachóir, Kai Sattler, Eamon McKeogh (Danish Meteorological Institute). HIRPOM: Description of an operational numerical wind power prediction model for large scale integration of on and offshore wind power in Denmark.  
[http://www.researchgate.net/profile/Jess\\_Jorgensen/publication/228607274\\_HIRPOM\\_Description\\_of\\_an\\_operational\\_numerical\\_wind\\_power\\_prediction\\_model\\_for\\_large\\_scale\\_integration\\_of\\_on-and\\_offshore\\_wind\\_power\\_in\\_Denmark/links/00b495280e374565e1000000.pdf](http://www.researchgate.net/profile/Jess_Jorgensen/publication/228607274_HIRPOM_Description_of_an_operational_numerical_wind_power_prediction_model_for_large_scale_integration_of_on-and_offshore_wind_power_in_Denmark/links/00b495280e374565e1000000.pdf)
- [25] Ismael Sánchez, Julio Usaola, Oswaldo Ravelo, Carlos Velasco, Javier Domínguez, Miguel G. Lobo UC3M, Gerardo González, Fernando Soto. SIPREÓLICO – a wind power prediction system based on flexible combination of dynamic models, application to the Spanish power system. Proceedings of the World Wind Energy Conference and Exhibition. 2002.
- [26] Francisco Díaz-González , Andreas Sumper, Oriol Gomis-Bellmunt, Fernando D. Bianchi. Energy management of flywheel-based energy storage device for wind power smoothing. Applied Energy. 2013; 207-219.
- [27] Latin. <https://escritura.proyectolatin.org/introduccion-al-estudio-de-fuentes-renovables-de-energia/principios-de-conversion-de-la-energia-eolica/>
- [28] Thomas Ackermann, Royal Institute of Technology, Stockholm Sweden. Wind power in power systems. 2005. Jonh Wiley & sons, Ltd.
- [29] Gerardo Martínez. Wind power prediction in the Spanish system operation (peninsula and islands) SIPREOLICO. 2008.
- [30] Erhconsult. 2008. [www.erhconsult.net/referencias\\_centrales\\_esp.php](http://www.erhconsult.net/referencias_centrales_esp.php)
- [31] Francisco Díaz González, Andreas Sumpera, Oriol Gomis Bellmunt, Roberto Villafáfila-Robles. IREC and CITCEA-UPC. A review of energy storage technologies for wind power applications. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2012; 2154-2171.



- [32] H. Ibrahim, A. Ilinca, J. Perron. Université de Quebec. Energy storage systems. Characteristics and Comparisons. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2008; 1221-1250
- [33] Susan M. Schoenung and William V. Hassenzahl. Sandia National Laboratories. Long- vs. Short-Term Energy Storage. Technologies Analysis. A Life-Cycle Cost Study. A Study for the DOE Energy Storage. Systems Program. 2003.
- [34] J. I. San Martín, I. Zamora, J. J. San Martín, V. Aperribay, P. Eguía. Energy Storage Technologies for Electric Applications. [www.sc.ehu.es/sbweb/energias-renovables/temas/almacenamiento\\_1/almacenamiento\\_1.html](http://www.sc.ehu.es/sbweb/energias-renovables/temas/almacenamiento_1/almacenamiento_1.html)
- [35] J.K. Kaldellis, D. Zafirakis. Laboratory of Soft Energy Applications and Environmental Protection, TEI of Piraeus. Optimum energy storage techniques for the improvement of renewable energy sources based electricity generation economic efficiency. Energy. 2007; 2295-2305.
- [36] Susan Schoenung, Ph.D. Sandia National Laboratories. Energy Storage Systems Cost Update. A Study for the DOE Energy Storage Systems Program. 2011.
- [37] Christoph Geißler, B.Eng. Mechatronics , Eberhard Zentgraf, TEC-Institut. Solar power supply up to 75% grid independent in the center of germany for private and industrial consumers via storage accumulators. 2013. [www.tec-institut.de/en/testberichte/85-solar-power-supply-up-to-75-grid-independent-in-the-center-of-germany-for-private-and-industrial-consumers-via-storage-accumulators.html](http://www.tec-institut.de/en/testberichte/85-solar-power-supply-up-to-75-grid-independent-in-the-center-of-germany-for-private-and-industrial-consumers-via-storage-accumulators.html)
- [38] Matthew Brenfleck. Battery Improvements. 2014. <http://sites.psu.edu/matthewbrenfleckblog/2014/11/16/blog-9-battery-improvements/>
- [39] Pacific Northwest National Laboratory. 2011. [www.flickr.com/photos/pnnl/5493113900/](http://www.flickr.com/photos/pnnl/5493113900/)
- [40] School of chemical and biomolecular engineering. 2012. <https://sydney.edu.au/engineering/chemical/research/centre-sustainable-energy-development/research.shtml>
- [41] European Energy Research Alliance. Joint EASE/EERA recommendations for a European Energy Storage Technology Development Roadmap towards 2030. 2013.
- [42] Red Eléctrica de España. <https://demanda.ree.es/movil/peninsula/demanda/total>
- [43] Red Eléctrica de España. SIPREÓLICO sistema de predicción de la producción. 2006.
- [44] Red Eléctrica de España. <http://www.esios.ree.es/web-publica/>
- [45] Instituto Nacional de estadística. Datos del IPC, índice general. <http://www.ine.es/consul/serie.do?s=162-12&c=2&nult=0>
- [46] Red Eléctrica de España. Boletín resumen anual Red Eléctrica de España. 2013.
- [47] Comunidad de Madrid. El carbón recorrido de los minerales. 2007.

- [48] Jesús Andrés Álvarez Floréz, Ismael Callejón Agramunt. Universidad Politécnica de Cataluña. Máquinas térmicas motoras-1. 2002.
- [49] Gas Natural Fenosa. Composición típica del gas natural. 2015.  
<http://www.gasnaturalfenosa.com.co/co/hogar/el+gas+natural/1297102453941/que+es.html>
- [50] Comisión Nacional de la Energía. Informe del sector del gas de la Comisión Nacional de la Energía. 1999.  
[http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/informe\\_sectores/1999/gas/chap2.pdf](http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/informe_sectores/1999/gas/chap2.pdf)
- [51] Marcos Baeza, El país. Batalla europea por las emisiones de CO2 de los automóviles. 2013.